

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Уфимский государственный нефтяной технический университет»

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

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание учёной степени доктора технических наук

Научный консультант:
доктор технических наук, профессор
Зейгман Юрий Вениаминович

Уфа – 2023

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1 СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОМУ УПРАВЛЕНИЮ НЕФТЯНЫМ МЕСТОРОЖДЕНИЕМ.....	20
1.1 Современные подходы к оперативному мониторингу параметров забойного давления и притока флюида к забою нефтескважин...	24
1.1.1 Методы расчёта забойного давления по замеренным устьевым параметрам в вертикальной нефтескважине.....	24
1.1.2 Метод идентификации величины локальных притоков пластового флюида через трещины многостадийного гидроразрыва пласта к стволу горизонтальной скважины.....	28
1.2 Современные подходы к оперативному мониторингу эксплуатационных параметров установок электроцентробежных насосов.....	31
1.2.1 Алгоритмы мониторинга коэффициента естественной сепарации газа на приёме центробежного насоса	31
1.2.2 Алгоритмы мониторинга подачи насоса с помощью «виртуального расходомера»	36
1.3 Применение «интеллектуальных» технологий в области технологических процессов эксплуатации нефтяных скважин.....	38
1.3.1 Решение оптимизационной задачи энергопотребления установок электроцентробежных насосов скважин куста в условиях ограниченной мощности системы энергоснабжения	38
1.3.2 Алгоритмы вывода нефтяных скважин на плановый режим эксплуатации по данным измерений расхода жидкости и динамического уровня	39
1.4. Подходы к формированию концепции интеллектуальной скважины.....	41
1.5 Аналитический обзор интеллектуальных технологий на базе интегрированного моделирования разработки и эксплуатации нефтяных месторождений	46
Выводы по главе 1.....	55

2 РАЗВИТИЕ МЕТОДОВ ОПЕРАТИВНОГО МОНИТОРИНГА ПАРАМЕТРОВ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ И ПРИТОКА ФЛЮИДОВ К ЗАБОЮ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН	57
2.1 Аналитическое решение задачи вертикального трёхфазного течения для расчёта забойного давления по измеренным устьевым параметрам.....	58
2.1.1 Постановка задачи для упрощённого расчёта забойного давления нефтедобывающей скважины	59
2.1.2 Аналитическое решение задачи вертикального двухфазного течения в затрубном пространстве скважины для расчёта давления на приёме насоса (решение обратной задачи)	63
2.1.3 Оценка достоверности расчёта давления на приёме насоса по известному значению динамического уровня в затрубном пространстве скважины	69
2.1.4 Аналитическое решение задачи вертикального трёхфазного течения в эксплуатационной колонне скважины для расчёта забойного давления по расчётному давлению на приёме насоса (решение обратной задачи).....	73
2.1.5 Анализ сопоставления экспериментальных данных с результатами расчёта давления на приёме насоса и на забое скважины	77
2.2 Развитие метода идентификации величины локальных притоков двухфазного пластового флюида через трещины многостадийного гидроразрыва пласта к стволу горизонтальной скважины по данным распределения давления и температуры.....	84
2.2.1 Разработка критериев для прогнозирования водонефтяной структуры течения в горизонтальных скважинах.....	89
2.2.2 Математическое моделирование термобарических параметров водонефтяных течений в горизонтальных скважинах	109
2.2.3 Проведение стендовых исследований параметров водонефтяных течений в горизонтальных скважинах с многостадийным гидроразрывом пласта.....	124

2.2.4 Создание программного модуля для проведения интерпретации данных промысловых геофизических исследований для горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта	136
Выводы по главе 2.....	140
3 РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСА АЛГОРИТМОВ ОПЕРАТИВНОГО МОНИТОРИНГА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ.....	142
3.1 Разработка алгоритма мониторинга коэффициента естественной сепарации газа при установке приёмных отверстий погружного насоса ниже уровня перфорации скважины	143
3.1.1 Численное моделирование распределённого притока жидкости к перфорированному участку вертикальной несовершенной скважины	144
3.1.2 Численные исследования гидродинамической структуры газожидкостного течения в зоне перфорации вертикальной скважины.....	154
3.1.3 Инженерный метод расчёта коэффициента естественной сепарации газа при установке приёмных отверстий погружного насоса ниже уровня перфорации скважины	162
3.2 Разработка алгоритма мониторинга подачи погружного насоса с помощью «виртуального расходомера»	171
3.3 Разработка алгоритма диагностирования режимов неустойчивости работы установок электроцентробежных насосов.....	176
3.4 Разработка алгоритма оперативного прогнозирования давления на приёме установок электроцентробежных насосов при неисправной работе термометрической системы.....	179
Выводы по главе 3.....	181
4 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН	185

4.1	Решение оптимизационной задачи энергопотребления установками электроцентробежных насосов скважин куста в условиях ограниченной мощности системы энергоснабжения для обеспечения прироста добычи нефти с высоким свободным газосодержанием.....	185
4.1.1	Постановка задачи оптимизации энергопотребления установками электроцентробежных насосов скважин куста для обеспечения прироста добычи нефти с высоким свободным газосодержанием.....	187
4.1.2	Алгоритм оптимизации энергопотребления установками электроцентробежных насосов скважин куста для обеспечения прироста добычи нефти с высоким свободным газосодержанием.....	188
4.1.3	Пример решения оптимизационной задачи добычи нефти кустом скважин на примере одного из месторождений Западной Сибири.....	194
4.2	Разработка алгоритма вывода нефтяных скважин на плановый режим эксплуатации без измерений расхода жидкости и динамического уровня.....	196
4.2.1	Алгоритм автоматизированного вывода скважины на режим при наличии показаний эхолота или датчика давления на приёме электроцентробежного насоса и автоматической газозамерной установки.....	198
4.2.2	Алгоритм автоматизированного вывода скважины на режим в условиях отсутствия данных о динамическом уровне или показаний автоматической газозамерной установки	200
	Выводы по главе 4.....	206
5	СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ МНОГОФАЗНЫХ ТЕЧЕНИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ДОСТОВЕРНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СТРУКТУРЫ ГАЗОВОДОНЕФТЯНЫХ ПОТОКОВ И РАСЧЁТА ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ В ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДАХ	208
5.1	Разработка методов моделирования газожидкостных течений попутного нефтяного газа с малым объёмным содержанием жидкой фазы	211
5.2	Разработка методов моделирования газожидкостного течения в поверхностных трубопроводах рельефного типа	221

5.3 Уточнение гидродинамических критериев прогнозирования структуры газожидкостного течения на рельефных участках трубопровода.....	226
5.4 Разработка гидродинамических критериев потери устойчивости застойных жидкостных пробок при транспортировке попутного нефтяного газа на рельефных участках промысловых трубопроводов	232
5.5 Разработка алгоритма повышения эффективности предварительного отбора воды из системы нефтесбора	243
Выводы по главе 5.....	260
6 РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПОМОЩЬЮ ИНТЕГРИРОВАННОЙ НЕСТАЦИОНАРНОЙ МОДЕЛИ «ПЛАСТ-СКВАЖИНА-УСТАНОВКА ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА»	263
6.1 Разработка нестационарной модели притока жидкости из пласта	264
6.2 Разработка нестационарной математической модели многофазного потока в трубных элементах скважины.....	273
6.3 Разработка квазистационарной математической модели установки электроцентробежного насоса	294
6.4 Нестационарная интегрированная модель «пласт-скважина- установка электроцентробежного насоса»	310
6.5 Методика оптимизации продолжительности периодов откачки и накопления пластового флюида в стволе скважины	316
Выводы по главе 6.....	323
ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ	324
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	329
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	344
Приложение 1. Справка о внедрении результатов диссертационных исследований в ООО «РН-БашНИПИнефть»	345

Приложение 2. Справка о внедрении результатов диссертационных исследований в ООО «РН-Пурнефтегаз»	346
Приложение 3. Справка о внедрении результатов диссертационных исследований в ООО «РН-Юганскнефтегаз».....	347

ВВЕДЕНИЕ

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 расчётных 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. Шохамы, 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 малодебитных 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 нефтедобывающей 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 станции (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.

1 СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОМУ УПРАВЛЕНИЮ НЕФТЯНЫМ МЕСТОРОЖДЕНИЕМ

За последние 60 лет в результате интенсивной эксплуатации месторождений углеводородов нефтедобывающая отрасль России вступила в период больших преобразований. Крупнейшие отечественные нефтяные месторождения уже открыты, а у перспективных и прогнозируемых ресурсов углеводородов (Рисунок 1.1) наметилась тенденция ухудшения геолого-технических условий разработки.

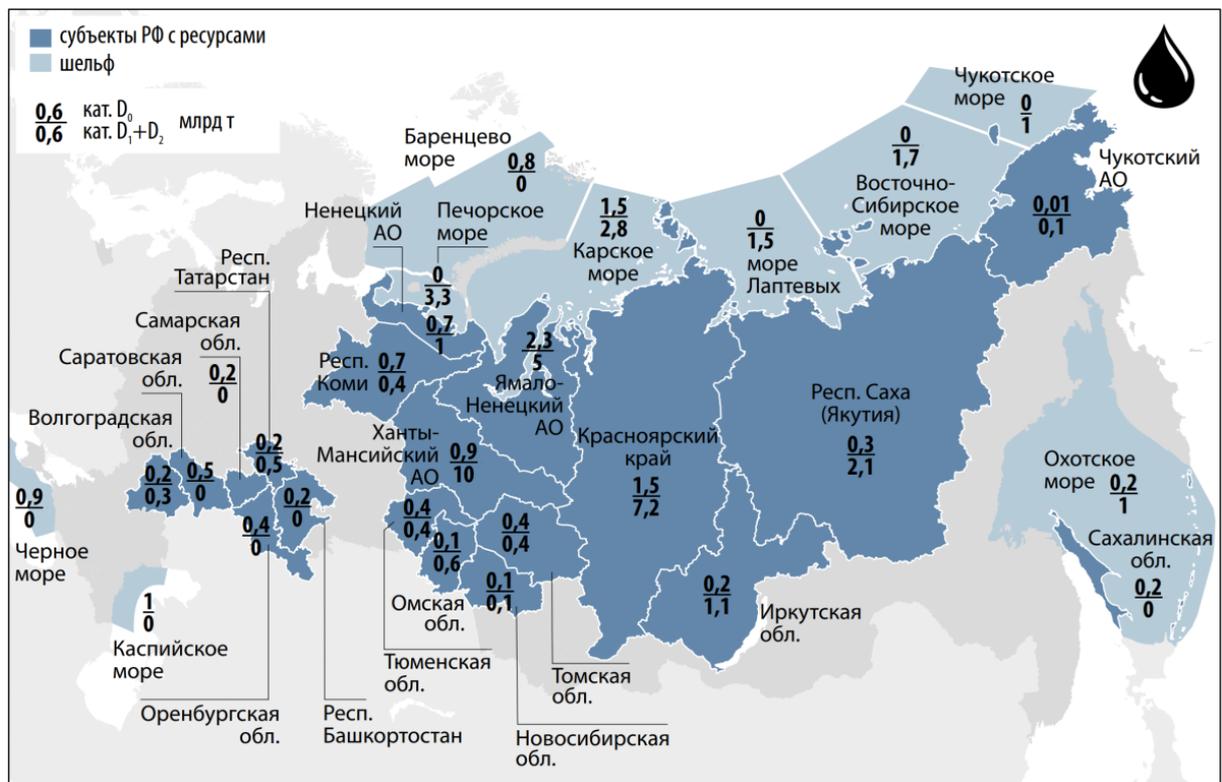


Рисунок 1.1 – Подготовленные (D₀), перспективные и прогнозируемые (D₁+D₂) ресурсы углеводородов на территории Российской Федерации (источник ГБЗ РФ)

На сегодняшний день неразрабатываемыми остались нефтяные запасы, как правило, расположенные в труднодоступных областях, таких как арктический шельф и Восточная Сибирь [1], или являющиеся трудно извлекаемыми. Степень сложности их разработки и эксплуатации требует создания инновационных технологий, связанных с возможностью управления

производственными процессами в режиме on-line, а также с детальным прогнозированием и оценкой возможных управленческих рисков. Развитие инновационных технологий, направленных на повышение операционной эффективности и оптимизации производства добычи нефти и газа [2] в современных условиях невозможно без математического моделирования производственных процессов и применения кардинально новых принципов управления месторождением.

В настоящее время в качестве инновационных технологий для повышения эффективности процесса управления производственными операциями на месторождении широко применяются так называемые «интеллектуальные» технологии.

Впервые термин «интеллектуальной» технологии ввёл американский социолог, профессор Гарвардского университета Д. Беллом [3-7], описывая процесс использования в производственной деятельности электронных систем обработки, хранения и передачи мониторинговой информации. В дальнейшей эволюции «интеллектуальных» технологий можно выделить следующие этапы [8]:

1 Основы автоматизации процессов принятия управленческих решений (1970-е г.).

2 Разработка экспертных систем поддержания и принятия управленческих решений (1980-е г.).

3 Разработка интегрированных моделей технологических процессов в сочетании с применением поисковых, вычислительных, логических и образных алгоритмов (1990-е г.).

4 Развитие конкурентоспособности нефтедобывающей отрасли за счёт реализации автоматизированного «цифрового» производства, включающего в себя «интеллектуальные» системы управления разработкой и эксплуатацией месторождения [9].

Современные «интеллектуальные» технологии [8], предназначенные для повышения эффективности использования растущего фонда скважин,

сокращения эксплуатационных расходов и роста добычи нефти, базируются на применении комплекса программных средств, необходимых для создания компьютерных имитаций всех технологических процессов разработки и эксплуатации месторождения (Рисунок 1.2).

Сейсмика	Геофизика	Геология	Гидродинамика	Геомеханика	Скважины	Поверхностное обустройство
HampsonRussell	Techlog	Petrel	Eclipse	FracPro	PipeSim	HYSYS
Geovation	Geolog	Irap RMS	Tempest	Visage	OLGA	PetroSim

Рисунок 1.2 – Комплекс зарубежных программных продуктов для создания компьютерной имитации технологических процессов разработки и эксплуатации месторождения

Многие зарубежные нефтяные компании для управления эксплуатацией месторождений принимают участие в разработке собственных цифровых информационных систем производственных проектов, таких как:

- 1 «Умные» скважины – Smart Wells (Schlumberger).
- 2 «Умные» операции – Smart Operations (Petro).
- 3 «Интегрированные» операции – Integrated Operations (Statoil, OLF).
- 4 «Электронное» управление – Operations (North Hydro).
- 5 «Управление в режиме реального времени» – Real Time Operations (Halliburton).
- 6 «Правильное» направление – eDrift (OD).
- 7 «Интегрированная модель управления активами» – Integrated Asset Operation, Model (IAOM), ADCO.
- 8 «Умное» месторождение – Smart Field (Shell).
- 9 «Интеллектуальное» месторождение – i-field (Chevron).
- 10 «Месторождение будущего» – Field of the future (BP).
- 11 «Цифровое» нефтяное месторождение будущего – Digital oil field of the future DOFF (CERA).
- 12 Оптимизация «интеллектуального» месторождения и удалённое управление – Intelligent Field Optimisation and Remote Management/INFORM (Cap Gemini) и другие.

Все вышеперечисленные зарубежные программные продукты и ИС рассматривают интеллектуализацию процесса управления месторождением как создание достоверных компьютерных имитаций технологических процессов в нефтегазовом производстве и предоставлении рекомендаций на основе решения промысловых задач, связанных с добычей, транспортировкой и переработкой нефти [10]. Их экономическая эффективность часто обеспечивается за счёт решения тривиальных задач [11]:

- уменьшения простоев эксплуатации фонда нефтедобывающих скважин;
- сокращения потерь нефти в процессе сепарации попутного газа, обезвоживания и обессоливания скважинной продукции.

Если в 2000-е годы для создания цифровых систем управления месторождениями в Российских нефтяных компаниях применялся комплекс зарубежных программных средств (Рисунок 1.2), то в настоящее время проводится большая работа по замещению зарубежного ПО на отечественные разработки.

Следует отметить, что отечественные программные разработки отличаются от зарубежных аналогов не только использованием новых, передовых подходов к стратегии расширения их функциональных возможностей, но и формированием новой концепции управления эксплуатацией месторождения. Данная концепция управления подразумевает расширение функциональных возможностей ПО за счёт применения «интеллектуальных» компьютерных технологий на основе алгоритмов:

- 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 и т.д.);

– решения оптимизационных задач по добыче нефти или эффективности эксплуатации погружного оборудования для фонда малодебитных скважин и т.д.

В данной главе, с целью повышения эффективности и поддержания рентабельности добычи нефти проведён анализ состояния информационного обеспечения систем управления добычей углеводородов в сложных геолого-технических условиях и выявлены нерешённые задачи.

1.1 Современные подходы к оперативному мониторингу параметров забойного давления и притока флюида к забою нефтедобывающих скважин

Уровень развития «интеллектуальных» технологий в области оперативного мониторинга параметров забойного давления, притока флюидов к забою нефтедобывающих скважин, а также мониторинга эксплуатационных параметров УЭЦН, позволяет обеспечить не только существенное повышение добычи нефти, но и сокращение производственных издержек [12]. Проанализируем некоторые методы мониторинга эксплуатационных показателей нефтедобывающих скважин, основанные не на прямом инструментальном замере искомым данных, а на решении задач многофазного течения по измеренным устьевым параметрам.

1.1.1 Методы расчёта забойного давления по замеренным устьевым параметрам в вертикальной нефтедобывающей скважине

Методика пересчёта устьевых параметров в забойное давление ООО «Универсал Сервис» (Универсал-Сервис) [13-15] использует следующую расчётную схему: газожидкостный столб, расположенный над насосом, разбивается на интервалы: свободный газ с давлением P_2 и газожидкостная смесь с плотностью $\rho_{см}$. Изменение динамического уровня определяет высоту

столба газожидкостной смеси $H_{ногр}$ над насосом (Рисунок 1.3). Ниже насоса расположен столб водонефтяной смеси, имеющий однородную структуру с плотностью $\rho_{см2}$.

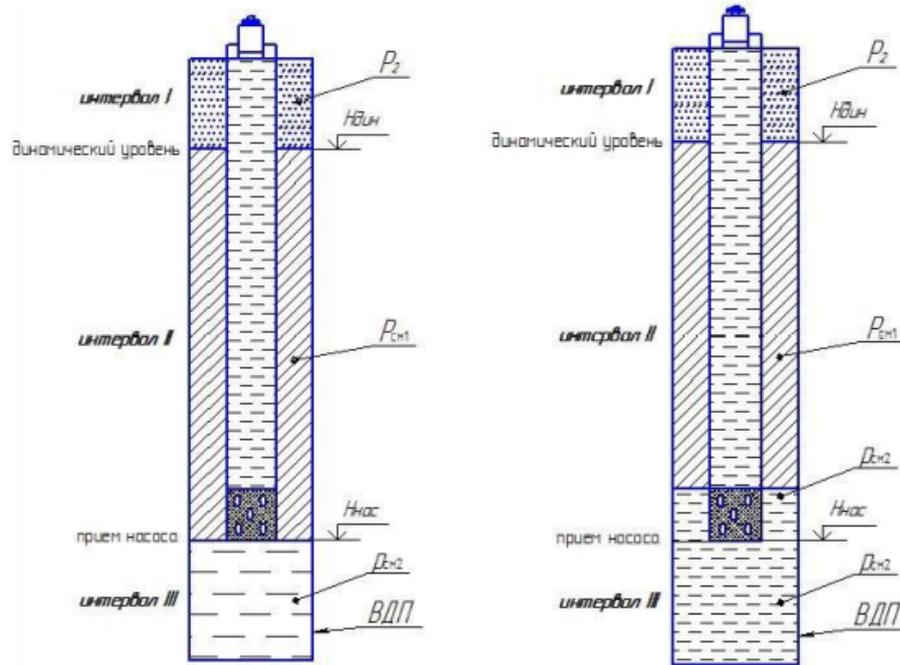


Рисунок 1.3 – Модель скважины по методике Универсал-Сервис

Давление на забое скважины рассчитывается по формуле

$$P_{зab} = P_2 + \Delta P_n + \Delta P_{жс},$$

где $\Delta P_n = H_{ногр} g \rho_{см1}$ – давление от столба газожидкостной смеси над насосом;

$\Delta P_{жс} = H_{жс} g \rho_{см2}$ – давление от столба водонефтяной смеси ниже уровня насоса.

Эмпирическая методика ФГБОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет» (ПНИПУ) [16] предназначена для прогноза давления на забое скважины на основе пересчёта устьевых замеров. Методика основана на эмпирической корреляции, полученной путём статистических исследований устьевых и глубинных замеров давления на месторождениях определённого региона. Как любая эмпирическая методика, построенная на основе свойств флюидов определённого региона, её достоверность ограничивается рамками месторождений, на которых проводились исследования. Расчётная схема

скважины состоит из трёх областей: 1 – газа в затрубном пространстве; 2 – газонасыщенного флюида плотностью $\rho_{см1}$ в затрубном пространстве; 3 – газоводонефтяной смеси плотностью $\rho_{см2}$ в эксплуатационной колонне ниже насоса (Рисунок 1.4).

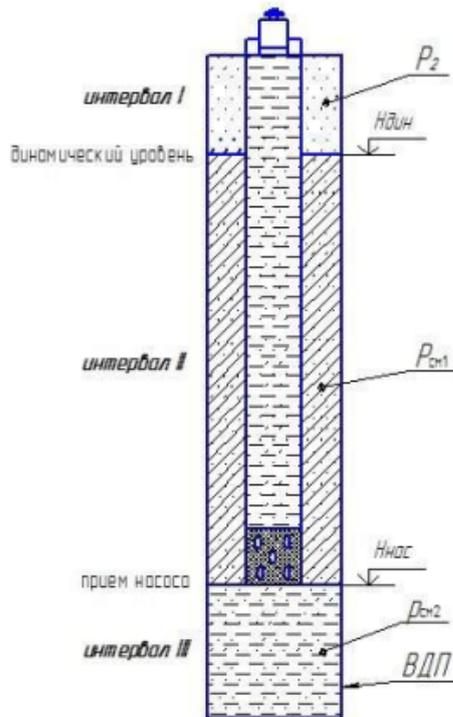
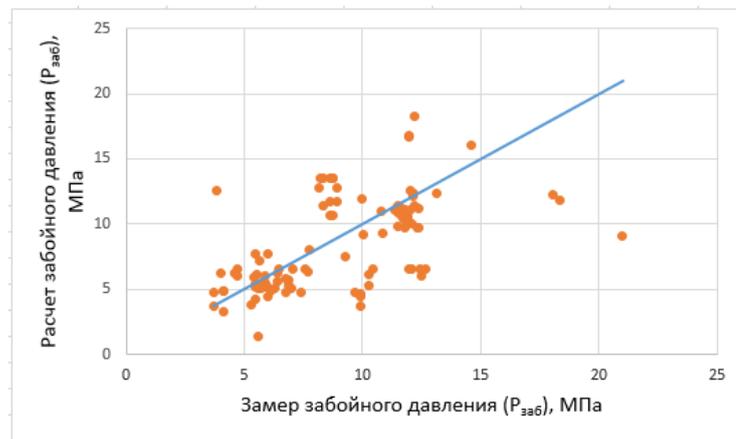


Рисунок 1.4 – Расчётная схема скважины для эмпирической методики ПНИПУ

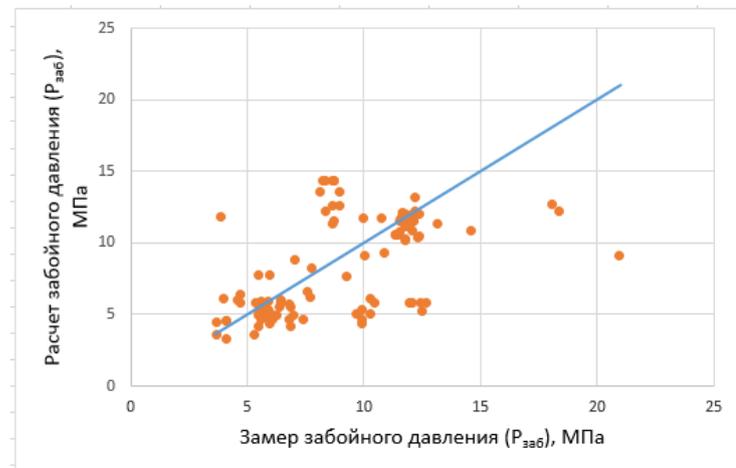
Плотность газожидкостной смеси в затрубном пространстве скважины $\rho_{см1}$ определяется по табличным данным, полученным для пласта Тл-Бб Шершнёвского месторождения. Забойное давление скважины складывается из трёх составных частей: давления газа в затрубном пространстве P_2 ; давления от столба газожидкостной смеси над насосом ΔP_n и давления от столба газоводонефтяной смеси ниже насоса $\Delta P_{жс}$ в виде

$$P_{заб} = P_2 + \Delta P_n + \Delta P_{жс}.$$

На Рисунке 1.5 приведено сопоставление расчётных и замеренных забойных давлений.



а)



б)

Рисунок 1.5 – Сопоставление замеренных и расчётных по моделям Универсал-Сервис (а) и ПНИПУ (б) забойных давлений

Нерешёнными проблемами рассмотренных выше методов расчёта забойного давления в вертикальной нефтедобывающей скважине являются:

- отсутствие корреляций для расчёта истинного объёмного содержания газа в жидкости затрубного пространства скважины и в области ниже насоса, что не позволяет достаточно точно рассчитать плотность газожидкостной смеси, а, следовательно, и давление на забое скважины [13];

- отсутствие корреляций механистического типа, учитывающих эффекты проскальзывания фаз жидкости и газа в стволе скважины, что снижает достоверность методов мониторинга забойного давления.

1.1.2 Метод идентификации величины локальных притоков пластового флюида через трещины многостадийного гидроразрыва пласта к стволу горизонтальной скважины

Процессы бурения ГС и проведение промысловогеологического исследования (ПГИ) взаимосвязаны. Главными задачами ПГИ являются контроль процесса создания трещин в процессе МГРП в ГС, оценка их текущего состояния, а также определение величины локальных притоков пластовых флюидов из каждой трещины ГРП. Несмотря на широкое практическое применение измерительных технологий ПГИ, их эффективность далека от совершенства: использование механических расходомеров не всегда позволяет оценить достоверный приток флюидов из малодебитных трещин ГС, достоверность методов оценки структуры многофазного течения в стволе ГС во многом зависит от положения измерительных датчиков, в частности, от способов их центровки относительно стенок скважины.

Работу измерительных устройств существенно осложняет нелинейный профиль ГС, в изгибах которого могут образовываться как застойные водяные пробки, так и газовые карманы (Рисунок 1.6).

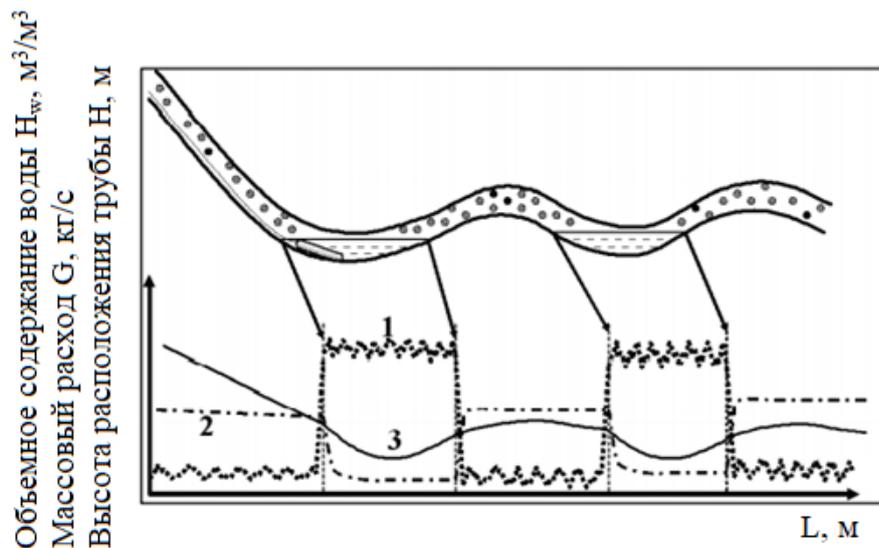


Рисунок 1.6 – Пример работы датчиков ПГИ в газожидкостном потоке в ГС:

1 – кривая дизелькометра (ВЛ); 2 – кривая термоанемометра (ТА);

3 – барограмм

Зачастую для повышения достоверности замеров в процессе ПГИ стремятся увеличить число датчиков и их рациональное распределение по сечению скважины. Однако в этом случае повышается лишь подробность замеров, а порог чувствительности датчиков остаётся прежним. Современные измерительные приборы, помимо классических методов, могут использовать нестандартные технологии, например, замер скорости флюида в скважине за счёт подсвечивания потока посредством впрыска в него маркера или оценка газожидкостной структуры течения путём замера оптической плотности составляющих его сред и т.д.

Несколько обособлено среди известных измерительных методов ПГИ стоит скважинная термометрия, т.к. её результаты зачастую требуют интерпретации или экспертного анализа. Кроме того, термометрия скважины требует проведения фонового замера, который может быть близок к геотермическому, или отражать возможные температурные аномалии, появившиеся в процессе эксплуатации скважины. Сопоставление температурных замеров, проведённых после остановки или после вывода скважины на режим с результатами фоновых измерений, позволяет выделить работающие интервалы ГС, а также наличие возможных заколонных перетоков.

Один из методов интерпретации термограмм основан на математическом моделировании процессов смешивания и теплопереноса в скважине. Суть метода заключается в следующем: компьютерный симулятор создаёт ряд виртуальных моделей с последующим построением модельных кривых термометрии, затем, путём выбора лучшего совмещения расчётных и замеренных данных по протяжённости интервалов притока разных по дебиту и составу флюидов, выбирается лучший вариант для оценки действительной проницаемости пласта. Алгоритм вычисления термограммы включает в себя:

– расчёт профиля давления в пласте [17]

$$P(r, t) = P_{nl} - Q \frac{\mu}{2\pi kh} \ln\left(\frac{r_c + \sqrt{\pi\chi t}}{r}\right),$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление;

Q – суммарный дебит скважины;

μ – вязкость;

k – проницаемость;

h – эффективная мощность пласта;

r_c – радиус скважины;

χ – пьезопроводность пласта;

r – радиус контура питания.

– расчёт температуры в скважине с учётом эффекта Джоуля-Томпсона и адиабатического эффекта [18]

$$\operatorname{div} \lambda \operatorname{grad} T - \gamma c_p \bar{V} \operatorname{grad} T - \gamma c_p \bar{V} \varepsilon \operatorname{grad} P + m \gamma c_p \eta_s \frac{\partial P}{\partial t} = c_{II} \frac{\partial T}{\partial t},$$

где λ – коэффициент теплопроводности;

T – температура;

γ – плотность;

c_p – теплоёмкость при постоянном давлении;

\bar{V} – вектор скорости движения флюида;

ε – дифференциальный коэффициент Джоуля-Томпсона;

P – давление;

m – коэффициент пористости;

η_s – адиабатический коэффициент;

t – время;

c_{II} – теплоёмкость пористой среды (пористого тела и насыщающего его флюида).

– расчёт калориметрического смешивания в стволе скважины (Рисунок 1.7)

$$Q_{sum,i-1} T_{sum,i-1} c_{sum,i-1} + Q_{in,i} T_{in,i} c_{in,i} = Q_{sum,i} T_{sum,i} c_{sum,i},$$

где i – шаг интегрирования;

$Q_{in,i}$ – приток флюида из пласта;

$Q_{sum,i}$ – расход флюида в стволе ГС.

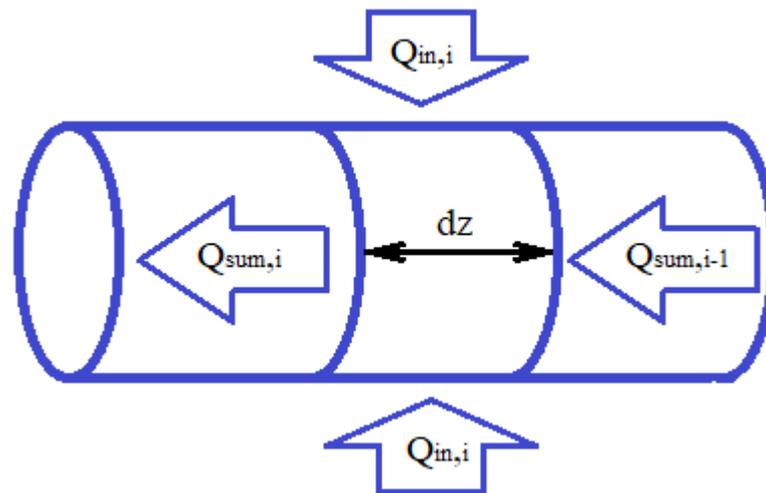


Рисунок 1.7 – Схематичное изображение модели смешивания расхода стволового флюида в стволе горизонтальной скважины

Нерешённой проблемой рассмотренного метода идентификации величины локальных притоков пластового флюида через трещины МГРП к стволу ГС являются то, что при создании виртуальных моделей течения флюидов в ГС не используются гидродинамические модели многофазных течений, учитывающих эффект проскальзывания фаз.

1.2 Современные подходы к оперативному мониторингу эксплуатационных параметров установок электроцентробежных насосов

1.2.1 Алгоритмы мониторинга коэффициента естественной сепарации газа на приёме центробежного насоса

Под естественной (натуральной) сепарацией свободного газа, присутствующего в скважинной продукции, понимается самопроизвольный процесс разделения его на два потока: газ, всасываемый вместе с жидкостью в насос, и газ, успевший миновать приёмные окна насоса, и всплывающий вертикально вверх к устью скважины по затрубному пространству.

Количество газа, попадающего в затрубное пространство скважины, минуя приём ЭЦН, характеризуется коэффициентом естественной сепарации E_s .

Для поддержания эффективной работы скважинных УЭЦН, осуществляющих подъём из забоя пластовых флюидов, насыщенных свободным газом, крайне важны знания о процессе естественной сепарации газа на приёме насоса. Особенности устьевой конструкции герметизированной однетрубной скважинной системы сбора затрубного газа и газоводонефтяной продукции из насосно-компрессорных труб (НКТ) усложняют, а в ряде случаев делают невозможным замеры газового фактора скважины и количества газа, поступающего с жидкими флюидами в насос. Единственным выходом из этой ситуации является использование достоверных расчётных методов прогнозирования коэффициента естественной сепарации газа на приёме насоса.

Для мониторинга коэффициента естественной сепарации газа широко используются полуэмпирические и механистические подходы, в частности:

Модель П.Д. Ляпкина

Для расчёта коэффициента естественной сепарации газа на приёме насоса П.Д. Ляпкин [19] предложил корреляцию

$$E_s = \frac{1}{1 + \frac{0,52V_{SL}}{V_{g\infty}(1 - 0,06\alpha_g)}}$$

где $V_{g\infty}$ – скорость всплытия единичного пузырька газа в неподвижной жидкости.

Приведённая скорость жидкости на приёме ЭЦН определяется по формуле:

$$V_{SL} = \frac{4Q_{Lsc}(B_w n + B_o(1 - n))}{\pi(D_c^2 - D_t^2)},$$

где Q_{Lsc} – дебит жидкости из скважины при наличии станций управления (СУ);

B_o, B_w – объёмный коэффициент нефти и воды на приёме насоса.

Значение $V_{g\infty}$ зависит от обводнённости n и принимается равным 0,02 м/с, при $n < 0,5$ и 0,17 м/с при $n > 0,5$. П.Д. Ляпков и А.С. Гуревич предлагают следующую эмпирическую корреляцию для расчёта коэффициента естественной сепарации газа в скважине, оснащённой УЭЦН

$$E_s = \frac{1}{1 + \frac{0,6V_{SL}}{V_{g\infty}}}.$$

Модель Alhanati (1993)

Alhanati [20] предположил отсутствие эффекта проскальзывания пузырьков газа в радиальном направлении на приёме насоса ($V_{\infty r} = 0$). Исходя из данного допущения, Alhanati получил следующую корреляцию для расчёта коэффициента естественной сепарации

$$E = 1 - \left(\frac{\alpha_a}{1 - \alpha_a} \right) \frac{V_{SLz}^i}{V_{Sgz}^i};$$

$$\alpha_a \left[(1 - \alpha_a)^n + \left(\frac{V_{Sgz}^i + V_{SLz}^i}{V_{\infty z}} \right) \right] = \frac{V_{Sgz}^i}{V_{\infty z}},$$

где $\alpha_a = \frac{V_{Sgz}^i}{V_{Sgz}^i + V_{SLz}^i + V_{\infty z}}$ – корреляция для расчёта истинного объёмного содержания газа;

z – вертикальная координата;

V_{SLz}^i, V_{Sgz}^i – приведённые скорости жидкости и газа;

$V_{\infty z} = \sqrt{2 \left[\frac{\sigma_L (\rho_L - \rho_g) g}{\rho_L^2} \right]^{0,25}}$ – скорость дрейфа пузырька газа.

Окончательный вид уравнения для расчёта коэффициента естественной сепарации газа имеет вид:

$$E = \frac{V_{\infty z}}{V_{SLz}^i + V_{\infty z}}.$$

Модель Serrano (1999)

Serrano [21], на основе данных экспериментальных исследований модифицировал модель Alhanati для течений в наклонных (90, 60 и 30° от горизонтали) трубах. Кроме того, учитывался режим течения при расчёте коэффициента естественной сепарации газа. Serrano, также как и Alhanati, принимал допущение об отсутствии радиальной составляющей скорости проскальзывания газа относительно жидкости. Полученная Serrano корреляция для расчёта коэффициента естественной сепарации имела вид:

$$E = 1 - \frac{\alpha_p}{1 - \alpha_p} \frac{V_{SLz}^i}{V_{Sgz}^i},$$

где α_p – истинное объёмное содержание газа, зависящее от угла θ наклона скважины.

Основное отличие между моделями Serrano и Alhanati заключается в области определения объёмного содержания газовой фазы. Соотношение, связывающее значения коэффициента естественной сепарации газа по Serrano и Alhanati, выглядит следующим образом:

$$E^{Serrano} = \left(\frac{\alpha_p}{1 - \alpha_p} \right) \left(\frac{1 - \alpha_a}{\alpha_a} \right) E^{Alhanatii} + \left[1 - \left(\frac{\alpha_p}{1 - \alpha_p} \right) \left(\frac{1 - \alpha_a}{\alpha_a} \right) \right].$$

Новая корреляция Marquez (2004)

Корреляция Marqueez [22] получена с учётом следующих допущений:

1 Расчёт истинного объёмного содержания газа на приёме насоса осуществляется с учётом угла наклона ствола скважины и проекций скорости проскальзывания газа относительно жидкой фазы как в вертикальном, так и горизонтальном направлениях, по корреляции

$$\alpha_p (1 - \alpha_p)^{n-1} = \frac{V_{Sgz}^i}{V_{\infty z}}.$$

2 Автор корреляции не учитывал взаимное воздействие друг на друга всплывающих пузырьков газа, в результате чего обнулял показатель степени « n ».

Коэффициент естественной сепарации газа рассчитывался по формуле:

$$E = 1 - \left[-\frac{V_{\infty r}}{V_{\infty z}} \left(\frac{A_p}{A_a} \right) + \frac{V_{SLz}^i}{V_{\infty z}} \right],$$

где $\frac{V_{\infty r}}{V_{\infty z}} = \frac{\rho_L}{(\rho_L + \rho_g)g} \left(V_{Lr} \frac{dV_{Lr}}{dr} \right)$ – отношение скоростей проскальзывания фаз

в вертикальном и радиальном направлениях.

Автор работы [22] при выводе корреляции ввёл M параметр в виде:

$$M = -\frac{V_{\infty r}}{V_{\infty z}} \frac{A_p}{A_a}.$$

или

$$M = -\frac{\left[ab + c \left(\frac{V_{SLz}^i}{V_{\infty z}} \right)^d \right]}{\left[b + \left(\frac{V_{SLz}^i}{V_{\infty z}} \right)^d \right]},$$

где $a = -0,0093$;

$b = 57,758$;

$c = 34,4$;

$d = 1,308$ – эмпирические коэффициенты;

A_p, A_a – площади поперечного сечения ЭЦН и эксплуатационной колонны.

В настоящее время для повышения коэффициента естественной сепарации газа используют нетрадиционные схемы размещения погружных УЭЦН в скважинах [23], под которыми понимается такое размещение насоса, когда его входные устройства располагаются ниже уровня перфорации. Эффект от данного способа размещения насоса достигается за счёт того, что в области перфорированного участка эксплуатационной колонны скважины

создаётся противоток пузырьков газа и жидкости, который способствует их разделению, что способствует повышению коэффициента естественной сепарации.

Нерешённой проблемой применения нетрадиционной схемы размещения погружных УЭЦН в скважинах является отсутствие достоверных методов расчёта коэффициента естественной сепарации газа при отборе насосом скважинной продукции ниже уровня перфорации эксплуатационной колонны.

1.2.2 Алгоритмы мониторинга подачи насоса с помощью «виртуального расходомера»

Важным эксплуатационным параметром любой нефтедобывающей скважины является замер дебита жидкости. При отсутствии механизированного способа замера дебита скважины эту задачу позволяет решать программный алгоритм, получивший название «Виртуальный расходомер», позволяющий с достаточной точностью прогнозировать текущий дебит жидкости на основе анализа замеренных параметров в устье скважины [24].

Алгоритм работы [24] «виртуального расходомера» включает в себя:

- уточнение действительной расходно-напорной характеристики ЭЦН, по которой на основе измерения напора, создаваемого насосом, рассчитывается величина дебита скважины (Рисунок 1.8);
- по определённой подаче насоса определяется потребляемая насосом мощность (Рисунок 1.9.);
- корректировка с помощью авторской методики данных подачи насоса, обеспечивающей погрешность прогнозирования не более 5%.

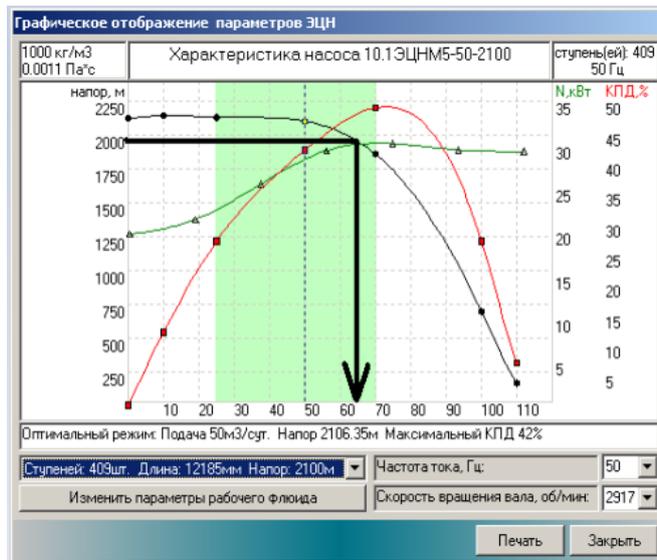


Рисунок 1.8 – Принцип работы «виртуального расходомера» по замеренному напору ЭЦН

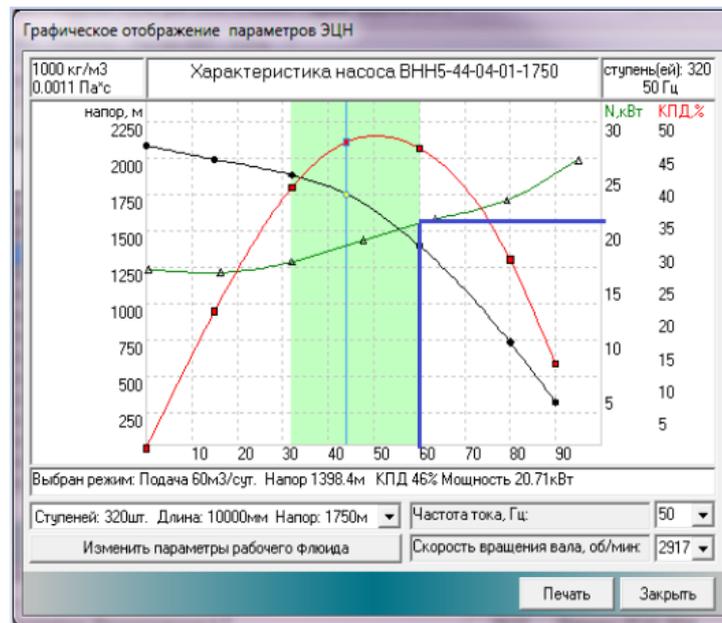


Рисунок 1.9 – Принцип работы «виртуального расходомера» по заданной подводимой мощности

Нерешённой проблемой разработанного сотрудниками РГУ алгоритма «Виртуального расходомера» является то, что для поддержания требуемой точности замеров дебита скважины необходима постоянная адаптация деградирующих в ходе эксплуатации расходно-напорных и энергетических характеристик насоса.

1.3 Применение «интеллектуальных» технологий в области технологических процессов эксплуатации нефтяных скважин

1.3.1 Решение оптимизационной задачи энергопотребления установок электроцентробежных насосов скважин куста в условиях ограниченной мощности системы энергоснабжения

Большинство крупных Российских месторождений нефти в настоящее время перешли в заключительную стадию разработки, поэтому инвестиции в наземную инфраструктуру для интенсификации добычи нефти на них чаще всего экономически не целесообразны. В работе [25] предложен алгоритм, позволяющий оптимизировать режимы работы скважинных центробежных насосов для куста скважин, чтобы повысить добычу нефти без дополнительных затрат электроэнергии.

В качестве оптимизационной функции было использовано уравнение подводимой к скважине мощности в виде:

$$N_{под} = \frac{q_n}{\eta \rho_n (1-n)} \left(P_{буф} + \rho_{ж} g H_{ВД} + \frac{q_n}{k_{пр} \rho_n (1-n)} - P_{пл} \right),$$

где q_n – дебит нефти, (м³/с);

η – КПД насосной установки, (доли ед.);

n – обводнённость добываемой продукции, (доли ед.);

$\rho_n, \rho_{ж}$ – плотности нефти и водонефтяной смеси, (кг/м³);

$H_{ВД}$ – глубина до перфорации по вертикали, (м);

$P_{буф}$ – давление на буфере, (Па);

$P_{пл}$ – пластовое давление, (Па);

$k_{пр}$ – коэффициент продуктивности скважины, (м³/с/Па).

Из данного уравнения следует, что производная потребляемой мощности скважины по дебиту нефти имеет вид $\frac{dN_{под}}{dq_n} \approx tg\theta = \frac{\Delta N_{под}}{\Delta q_n}$. Из

данных, приведённых на Рисунке 1.10, следует, что с ростом угла θ возрастает отношение $\Delta N_{под} / \Delta q_n$, следовательно, при возрастании $\Delta N_{под}$ уменьшается Δq_n , и наоборот, уменьшение $\Delta N_{под}$ приводит к росту Δq_n .

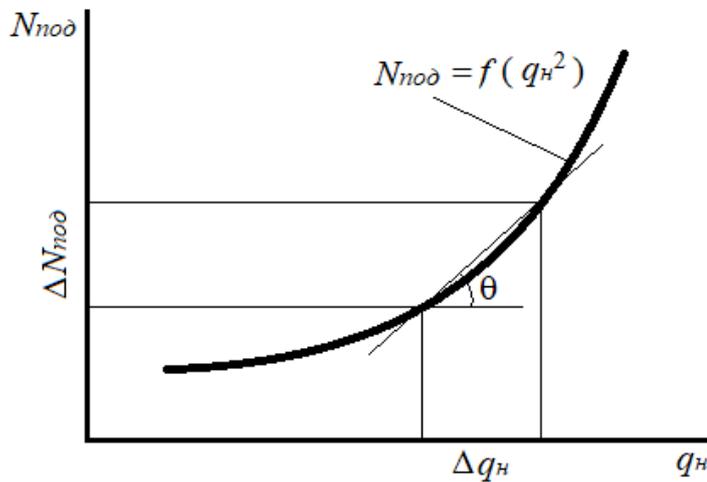


Рисунок 1.10 – Зависимость подводимой мощности $N_{под}$ от дебита нефти q_n

Суть предложенной оптимизации энергозатрат куста скважин заключается в том, чтобы форсировать добычу нефти из скважин с более пологой кривой $N_{под} = f(q_n^2)$, и ограничивать из скважин с более крутой зависимостью потребляемой мощности в зависимости от дебита нефти.

1.3.2 Алгоритмы вывода нефтяных скважин на плановый режим эксплуатации по данным измерений расхода жидкости и динамического уровня

Основные задачи, которые ставятся при выводе скважины на режим – это отбор жидкости глушения из скважины и вызов притока жидкости из пласта без остановок электродвигателя на охлаждение. Суть алгоритмов автоматизации процесса освоения скважины заключается в следующем:

– определить по данным автоматизированного мониторинга скважины величину притока жидкости из пласта $Q_{пласт}$;

- сопоставить величину притока жидкости из пласта $Q_{пласт}$ с допустимым расходом для охлаждения электродвигателя $Q_{доп}$ ($Q_{пласт} \geq Q_{доп}$);
- принять решение о дальнейшей работе, или остановки электродвигателя для охлаждения.

По известной методике (технологической инструкции ООО «РН-Пурнефтегаз» № ИТ-005-УДНГ и ГК) величина притока жидкости из пласта определяется как разница расходов жидкости, замеренная в устье скважины, и расхода жидкости из-за падения динамического уровня в затрубном пространстве скважины (Рисунок 1.11)

$$Q_{пласт} = Q_{замер} - Q_{затр},$$

где $Q_{замер}$ – дебит скважины по данным АГЗУ;

$Q_{затр}$ – приток жидкости из затрубного пространства скважины.

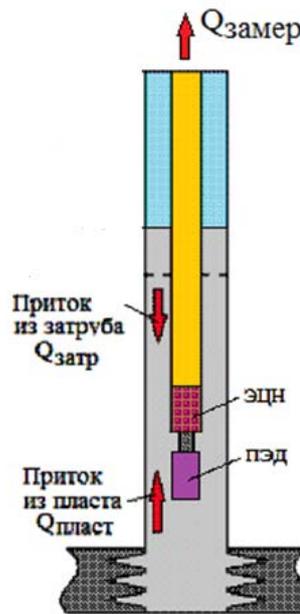


Рисунок 1.11 – Расчётная схема движения жидкой фазы при освоении скважины

Расчёт минимально допустимого притока жидкости из пласта для охлаждения электродвигателя при загрузке ниже номинального значения производится по формуле:

$$Q_{доп} = \frac{I}{I_H} Q_{перегр},$$

где $Q_{\text{перегр}}$ – приток жидкости из пласта, при котором возможен перегрев ПЭД;

I, I_n – текущее и номинальное значения тока ПЭД.

Нерешёнными проблемами «интеллектуальных» технологий в области эксплуатации нефтяных скважин являются:

– необходимость повышения точности метода оптимизации работы куста скважин с учётом эффектов проскальзывания фаз в газожидкостной смеси, а также использование эксплуатационных ограничений по изменению дебита скважин и переменной величины коэффициента полезной мощности (КПД) насоса в зависимости от частотных характеристик питающего электродвигатель переменного тока;

– отсутствие алгоритма вывода нефтяных скважин на плановый режим эксплуатации без измерений расхода жидкости и динамического уровня.

1.4. Подходы к формированию концепции интеллектуальной скважины

«Интеллектуальная» скважина, согласно данным работ [12,26], – это комплекс, состоящий из погружной и наземной телеметрии, предназначенной для сбора и обработки эксплуатационных параметров системы пласт–скважина–насос для автоматического поддержания заданного режима работы скважины (Рисунок 1.12). При этом допускается участие оператора в корректировке эксплуатационного режима скважины.

В соответствии с вышеперечисленными функциями [12], термин «интеллектуальная» скважина правильнее было бы назвать как высокоавтоматизированная или технологически контролируемая. Непрерывный контроль параметров системами мониторинга в процессе разработки позволяет повысить безопасность эксплуатации скважины и снижает себестоимость добываемой жидкости, поскольку устраняет необходимость периодически останавливать скважину для выполнения

гидродинамических исследований скважин (ГДИС) спускаемыми манометрами.

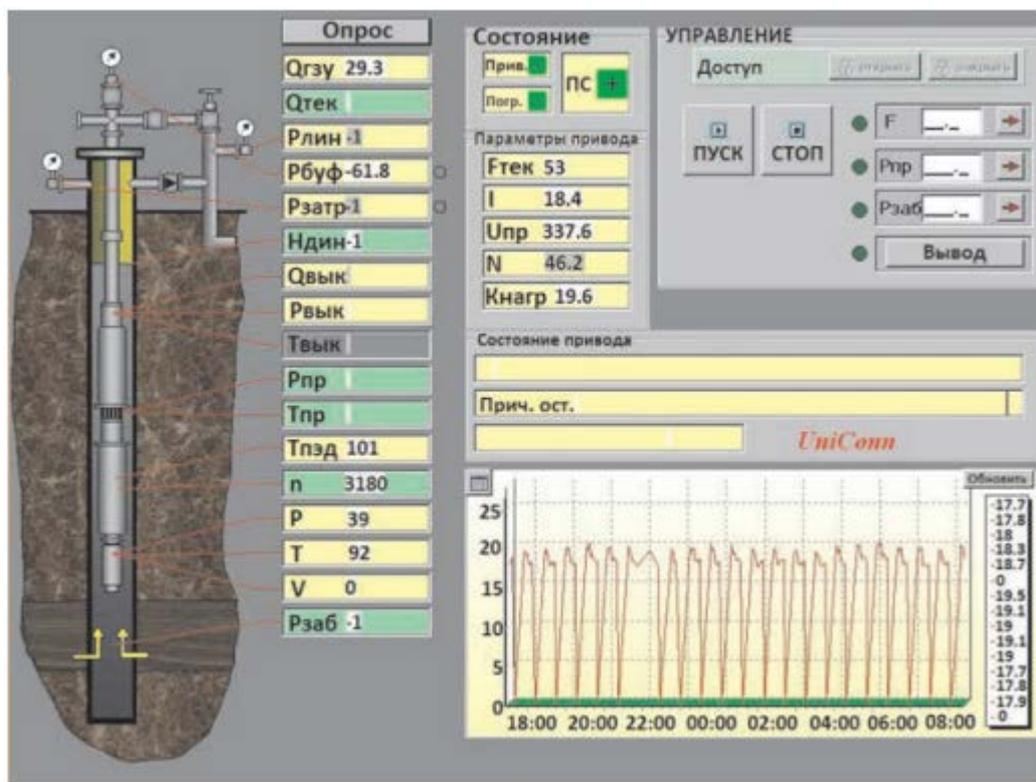


Рисунок 1.12 – Интерфейс подсистемы контроля и управления «интеллектуальной» скважиной

По мнению ряда специалистов, принцип работы «интеллектуальной» скважины должен основываться не только на сборе информации об эксплуатационных параметрах скважины, полученной путём замеров, но и с использованием методов виртуального мониторинга с последующим двухэтапным анализом: первоначально должна производиться первичная диагностика данных путём отбраковки явно ошибочных сведений, а затем вся информация передаваться для более детального анализа в программный комплекс, где под контролем квалифицированного персонала должна осуществляться оценка полученных данных, после чего принимаются решения по изменению или сохранению установленных параметров эксплуатации. Такая оценка может производиться как автоматически, так и с участием специалиста. Для выработки рекомендаций по изменению

технологического процесса эксплуатации скважин, был разработан программный комплекс «Rosneft-WellView» [27].

Сложность задач, связанных с комплексным управлением фонда скважин, определяется количеством скважин (объектов управления) и объёмом информации по каждой скважине. Согласно современным представлениям об «интеллектуализации» процессов управления фондом скважин, программные комплексы, обеспечивающие эти функции, должны отвечать следующим требованиям:

- обеспечивать возможность анализа эксплуатационных данных, и на основе моделирования и прогнозирования сценариев поведения системы скважин оптимизировать их с целью достижения необходимого потенциала;

- осуществлять визуализацию информации, основанную на многомерном представлении эксплуатационных данных в едином графическом отображении для анализа и принятия решений пользователем;

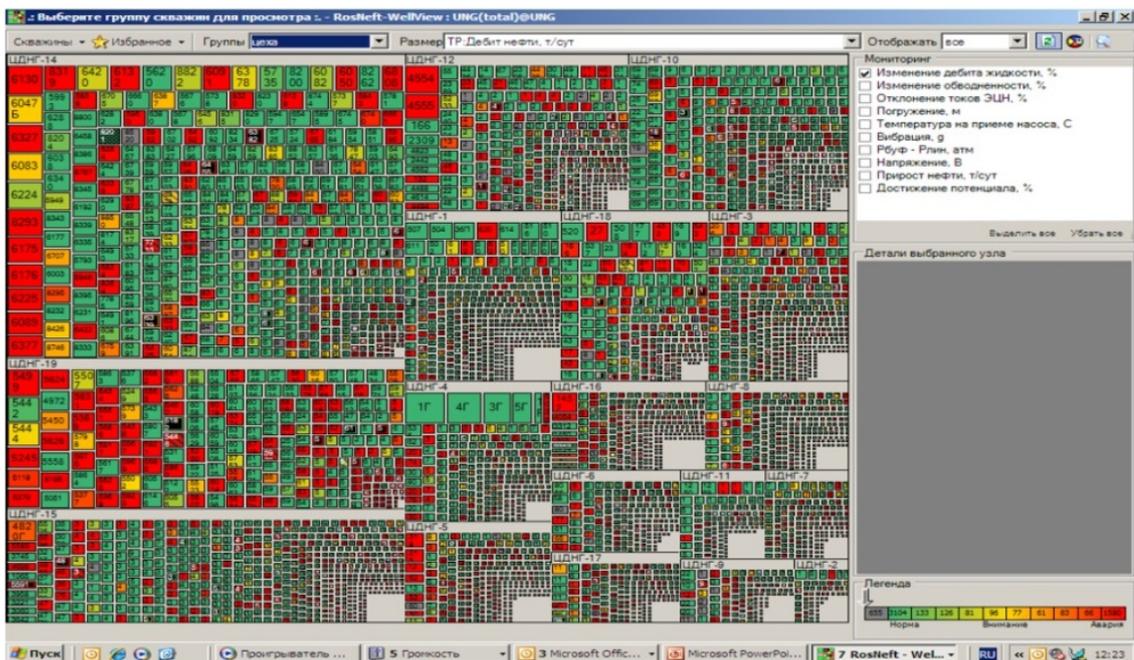
- обеспечивать возможность автоматизации производственного процесса путём поддержания значений заданных параметров системы на необходимом уровне;

- наличия возможности интеграции с другими программными комплексами.

Мониторинг работы скважин с помощью программы «Rosneft-WellView» осуществляется следующим образом. Для наглядности отображения информации по большому количеству скважин использован алгоритм «TreeMap» (Рисунок 1.13), позволяющий одновременно представить большое количество скважин в виде прямоугольников на одном экране и оценивать ситуацию «в целом» по всему фонду скважин. Площадь нарисованного прямоугольника соответствует некоей характеристике скважины, содержащей информацию о значимости данного объекта, например, дебита нефти. Цвет прямоугольника соответствует текущему уровню наличия/отсутствия проблем в режиме эксплуатации.



а)



б)

Рисунок 1.13 – Анализ фонда скважин на одном экране по значению:
 а) текущего достижения потенциала; б) изменению дебита жидкости

Данное представление позволяет пользователю уделять внимание необходимым объектам в зависимости от их важности и уровня наличия проблем, что приводит к увеличению эффективности работы оператора-

технолога по мониторингу и управлению фондом скважин. Для конкретизации проблемной ситуации по выбранной скважине оператору необходимо в системе «Rosneft-Wellview» перейти на рабочий экран, где анализ параметров работы скважины осуществляется в виде графического представления «роза проблем».

На основе реализованных в программе критериев оценки динамики вышеописанных параметров вычисляются текущие значения «меры соответствия нормальному поведению» параметров и совместно отображаются в виде секторной диаграммы, на которой каждому сегменту соответствует определённый параметр, а цвет показывает уровень его соответствия «норме» (Рисунок 1.14).

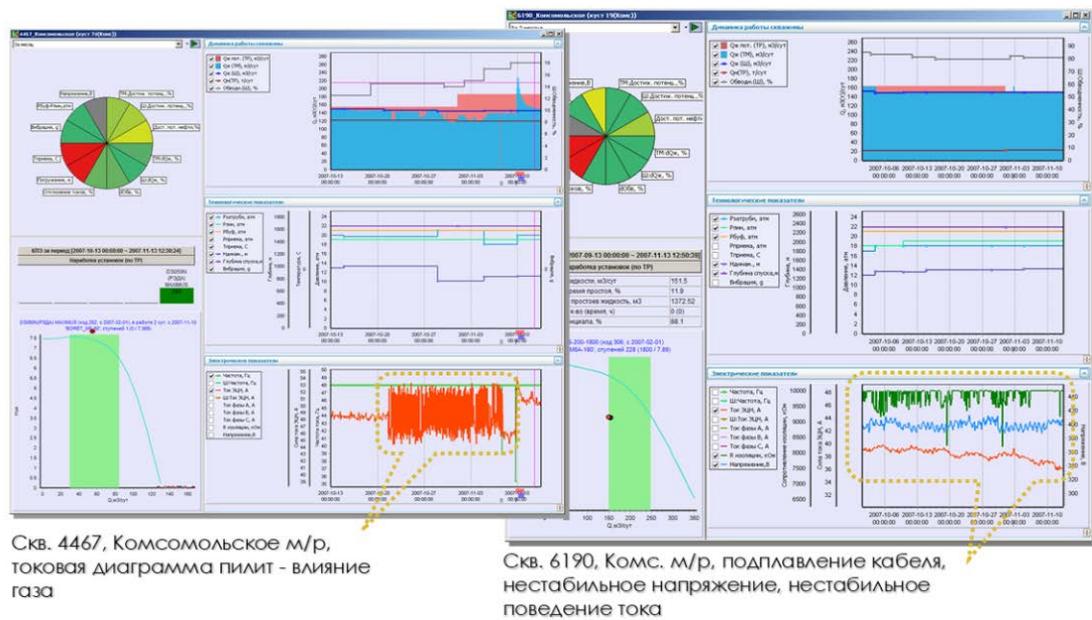


Рисунок 1.14 – Комплексный анализ скважин в системе «Rosneft-Wellview»

Полученная информация позволяет оператору проанализировать сложившуюся ситуацию и принять решение по изменению режима работы УЭЦН.

На Рисунке 1.15 показаны дочерние отделения (ДО) в ПАО «НК «Роснефть» в которых была внедрена система «Rosneft-Wellview» и представлена карта эффективности добычи нефти от её внедрения.

Следующим этапом развития концепции «интеллектуальной» скважины должна стать разработка функционала, позволяющего прогнозировать возможные риски в процессе изменения режима добычи нефти. Для решения данной задачи необходимо использование нестационарных программных модулей «пласт-скважина-насос».

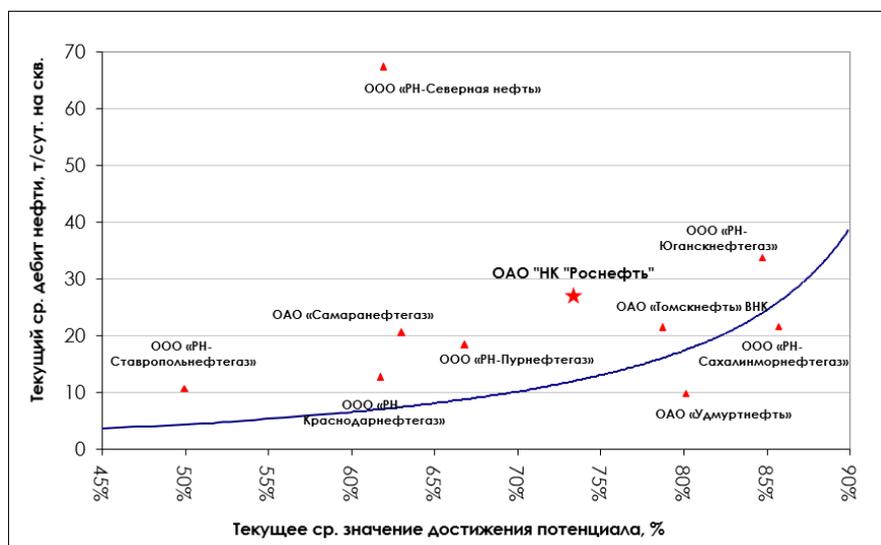


Рисунок 1.15 – Карта эффективности внедрения систем мониторинга и управления УЭЦН в ДО ОАО «НК «Роснефть»

1.5 Аналитический обзор интеллектуальных технологий на базе интегрированного моделирования разработки и эксплуатации нефтяных месторождений

Современные технологии во многом решили проблемы с увеличением депрессии давления, поэтому пропускная способность системы сбора продукции скважин является одним из основных ограничивающих условий при выборе дебитов скважин. Методы интегрированного моделирования позволяют оценить пропускную способность линий нефтесбора и задать граничные условия выбора технологических режимов отдельных добывающих скважин.

Под интегрированной моделью месторождения принято рассматривать взаимосвязанный комплекс программных продуктов, позволяющих

осуществлять геологическое и гидродинамическое моделирование пласта, моделирование многофазного течения в скважине, движения флюида в поверхностной трубопроводной инфраструктуре.

Целью интегрированного моделирования является улучшение качества планирования разработки и эксплуатации месторождения, а также оценка качества принятия и исполнения оперативных решений [1].

Интегрированная модель месторождения позволяет решать следующие задачи:

- планировать оптимальную разработку месторождения;
- осуществлять подбор внутрискважинного и поверхностного оборудования;
- прогнозировать оптимальный уровень добычи нефти при различных стратегиях разработки месторождения;
- идентифицировать «узкие места» в технологических цепочках добычи и предварительной подготовки нефти;
- оптимизировать режимы эксплуатации скважинного и поверхностного оборудования;
- оценивать влияние регулировочных параметров на эффективность управления месторождением путём проверки возможных сценариев.

Рассмотрим некоторые известные подходы к интегрированному моделированию, способные обеспечивать компьютерную имитацию процессов разработки и эксплуатации месторождений нефти для поддержки принятия управленческих решений [28,29].

Интегрированная модель управления активами – Integrated Asset Operation Model» (IAOM) разработана компанией Abu Dhabi Cofor Onshore Oil Operations (ADCO) и внедрена на месторождении Neb в Абу-Даби в 2007 г. [30]. Данная интегрированная модель за счёт компьютерной имитации промысловых технологических процессов позволяет анализировать различные варианты добычи нефти на месторождении, проводить оценку чувствительности характеристик пласта, скважинного и поверхностного

оборудования на принимаемые управленческие решения, проводить оценку стоимости активов.

В интегрированную модель IAOM входит комплекс программных продуктов:

- «Reo» – для моделирования и решения оптимизационных задач трубопроводной транспортировки и предварительной подготовки нефти на месторождении;

- «WellFlo» – для моделирования течений многофазных флюидов в скважинах;

- «MatBal» – для моделирования фильтрационных процессов в пласте;

- «i-Do» – для ежесуточной адаптации интегрированной модели месторождения по данным оперативного контроля работы скважин.

Сравнение данных имитационного моделирования с промысловыми замерами на месторождении позволит улучшить принятие решений в режиме реального времени, как по качеству, так и по скорости.

Программная платформа для интегрированного моделирования AVIST. Достоверность и эффективность работы интегрированных моделей в оперативных условиях во многом зависит от их регулярной актуализации и адаптации по замеренным промысловым данным. В качестве примера реализации способов актуализации и адаптации математических моделей, описывающих цепочку добычи и подготовки углеводородов, рассмотрим программную платформу AVIST [27] (Рисунок 1.16).

Система AVIST, используя подход интегрированного моделирования, позволяет осуществлять поддержку оперативного планирования в области разработки и эксплуатации нефтяного месторождения, а также определять стратегию управления и оптимизации капитальных затрат месторождения. Система AVIST способна интегрироваться программными продуктами компаний Schlumberger, Roxar, PetEx, Tieto, OSIsoft, RFD и другими.

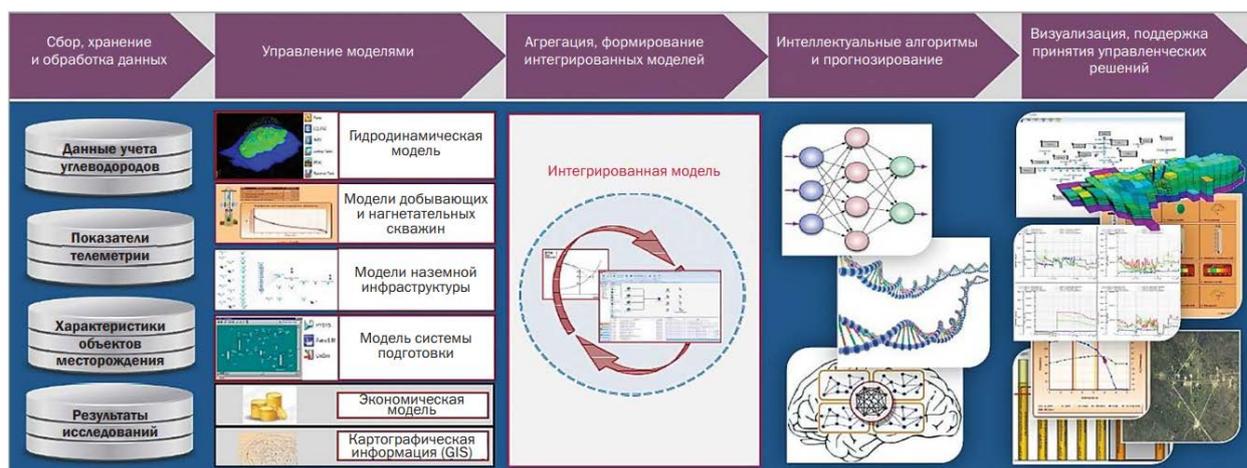


Рисунок 1.16 – Концепция интегрированного моделирования месторождения на примере платформы AVIST [29]

Информационная среда TSFM (Total Surface Facility Management) [31].

К программным платформам для интегрированного моделирования месторождения относится и информационная среда TSFM (АО «Самаранефтегаз» и ООО «СамараНИПИнефть»). Программная платформа имеет библиотеку расчётных алгоритмов, позволяющих осуществлять расчёты пропускной способности трубопроводной инфраструктуры с учётом физико-химических свойств пластов и различных граничных условий. Модель системы сбора и предварительной подготовки нефти на месторождении была апробирована для мониторинга наземной инфраструктуры в АО «Самаранефтегаз». Для получения достоверных результатов модель ежегодно адаптируется на фактические условия работы объектов предварительной подготовки нефти, трубопроводного транспорта и энергетики. Модель позволяет в оперативном режиме выявлять «узкие места» при создании условий превышения проектной загрузки промысловых объектов и подстанций, а также определять участки наземной трубопроводной сети с превышением нормированного давления. По выявленным отклонениям технологических процессов вырабатываются рекомендации, либо осуществляется корректировка производственной программы в случае неэффективности проводимых инвестиций или отклонения от планируемых сроков строительства. Модель позволяет обосновывать оптимальную

стратегию развития месторождения на долгосрочную перспективу, рассчитывать её эффективность.

Единый программный комплекс Навигатор. Комплекс разработан компанией Рок Флоу Динамикс, основанной в Москве в 2005 г., специализирующейся на разработке программного обеспечения для моделирования разработки месторождений нефти и газа. Навигатор – это программный комплекс, объединяющий модули интегрированного моделирования:

- создания геологической модели и гидродинамической модели;
- расчёта и адаптации гидродинамической модели истории разработки;
- создания интегрированной модели, обеспечивающей быстрый, полностью неявный расчёт системы пласт-сеть сбора (Рисунок 1.17) с учётом всех технологических ограничений и надёжности прогнозирования добычи;
- решения оптимизационных задач построения вероятностного прогноза разработки с учётом анализа геологических, гидродинамических и технологических неопределённостей.

Функциональность интегрированной модели пласт-система нефтесбора:

- создание и редактирование сети сбора добываемой продукции. Библиотека элементов: добывающая и нагнетательная скважины, наземный трубопровод, насос, компрессор, сепараторы и др.;
- расчёт распределения давления, расхода и температуры в поверхностной трубопроводной сети сбора добываемой продукции при заданных начальных и граничных условиях;
- выявление участков с жидкостными пробками. Расчёт эрозии и коррозии, выявление участков сети с недостаточной пропускной способностью, выявление сегментов сети с рисками гидратообразования;
- расчёт PVT-свойств добываемых флюидов с использованием моделей чёрной нефти, композиционной, термических вариантов;
- конструктивные элементы скважины, визуализация конструкции, методы редактирования элементов;

- редактирование траектории и конструкции стволов многозабойных скважин. Расчёт потерь давления по корреляциям для газожидкостных течений (Beggs-Brill, Hagedorn Brown, Orkiszewski, Gray и другим);
- полностью неявный расчёт интегрированной модели пласт-скважина-сеть сбора.

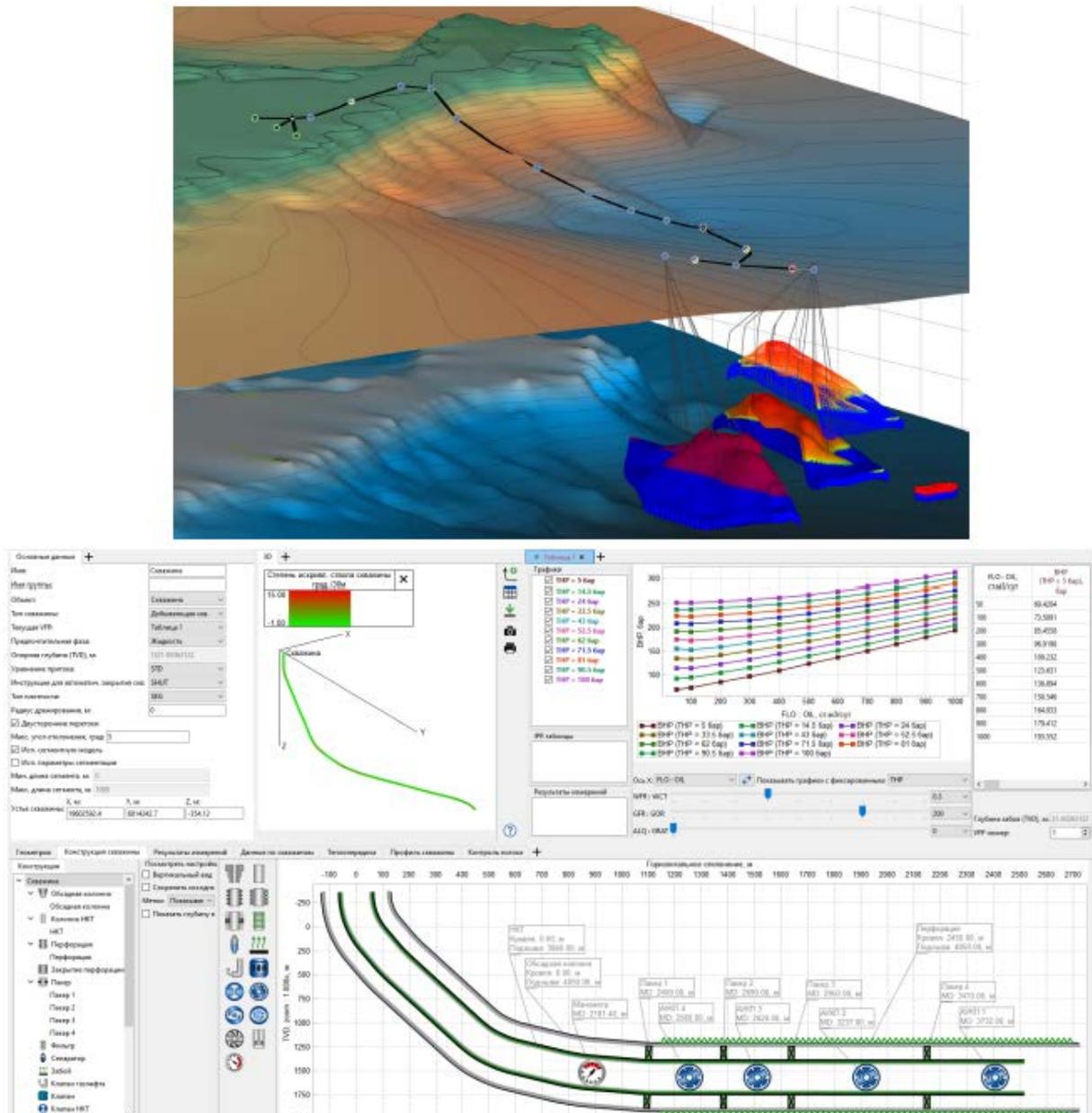


Рисунок 1.17 – Интегрированная модель пласт-система нефтесбора

Информационные среды «РН-СИМТЕП» и «РН-КИН». Разработаны для комплексного интегрированного моделирования поверхностного обустройства «Система нефтесбора-УПС-система ППД» (Рисунок 1.18).



Рисунок 1.18 – Интегрированная модель поверхностного обустройства

Интегрированная модель поверхностного обустройства даёт возможность комплексного моделирования различных изменений в системе, что позволяет использовать её для реализации организационно-технических и технологических мероприятий.

Задачи, решаемые интегрированной моделью:

- значительные изменения условий добычи нефти (газовый фактор, обводнённость добываемой продукции);
- оценка потенциальной возможности добычи нефти и идентификация «узких мест»;
- постоянный мониторинг баланса с термобарическими условиями для каждой узловой точки;
- расчёт балансов для определения удельных расходов деэмульгатора, в т.ч. учёт «ударных доз» в проблемных местах;
- оптимизация линейных давлений в системе нефтесбора.

Функциональность интегрированной модели «система нефтесбора-установка предварительного сброса пластовых вод (УПС)-система поддержания пластового давления (ППД)»:

- проектирование поверхностного обустройства месторождения, в частности, трубопроводной системы нефтесбора, трубопроводной напорной системы транспортировки водонефтяной смеси, трубопроводной газовой системы ПНГ, системы ППД, объектов предварительной подготовки нефти на ДНС, установок предварительного сброса воды (УПСВ), цехах подготовки и перекачки нефти (ЦППН);

- технико-экономическое обоснование различных вариантов обустройства месторождения;
- оптимизация режимов эксплуатации поверхностного обустройства месторождения;
- анализ рисков эксплуатации оборудования ДНС, УПСВ, ЦППН.

На Рисунке 1.19 приведён вид рабочего окна для моделирования поверхностного обустройства нефтяного месторождения.

Интегрированное моделирование поверхностного обустройства в интеллектуальной системе (ИС) «РН-КИН» осуществляется с использованием модуля цифровые информационные модели (ЦИМ), предназначенного для выработки решений по перспективному планированию поверхностного обустройства месторождений (Рисунок 1.20).

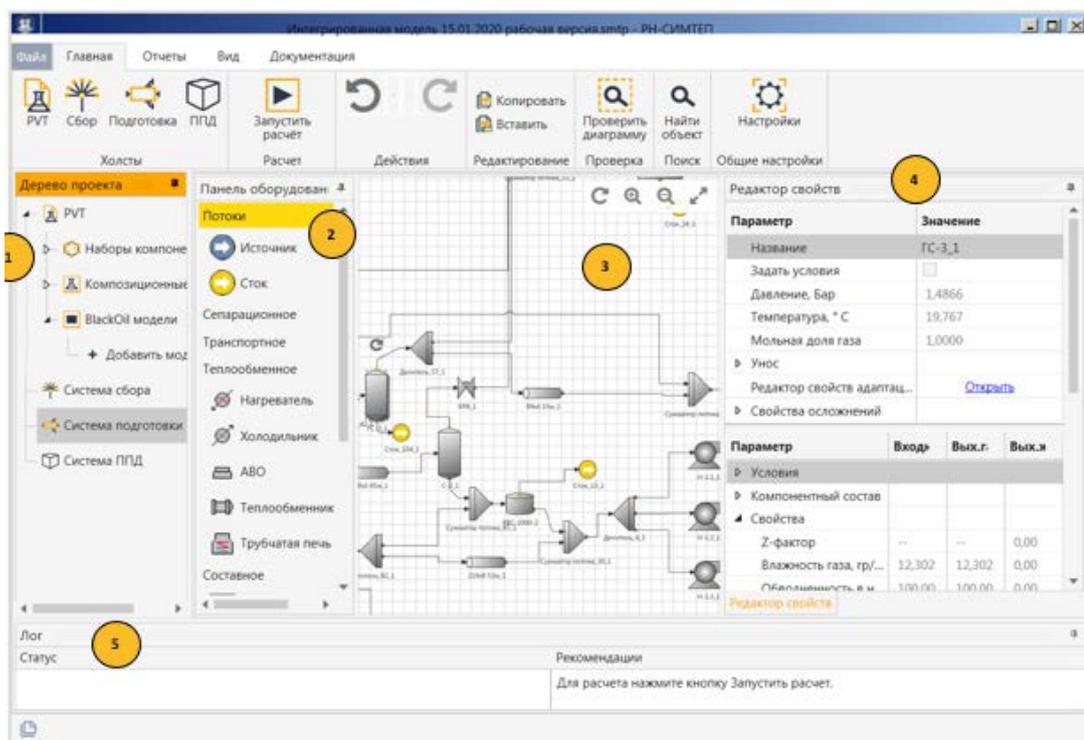


Рисунок 1.19 – Общий вид рабочего экрана РН-СИМТЕП: 1 – дерево проектов; 2 – панель оборудования; 3 – технологическая схема; 4 – панель параметров технологического оборудования; 5 – окно логирования

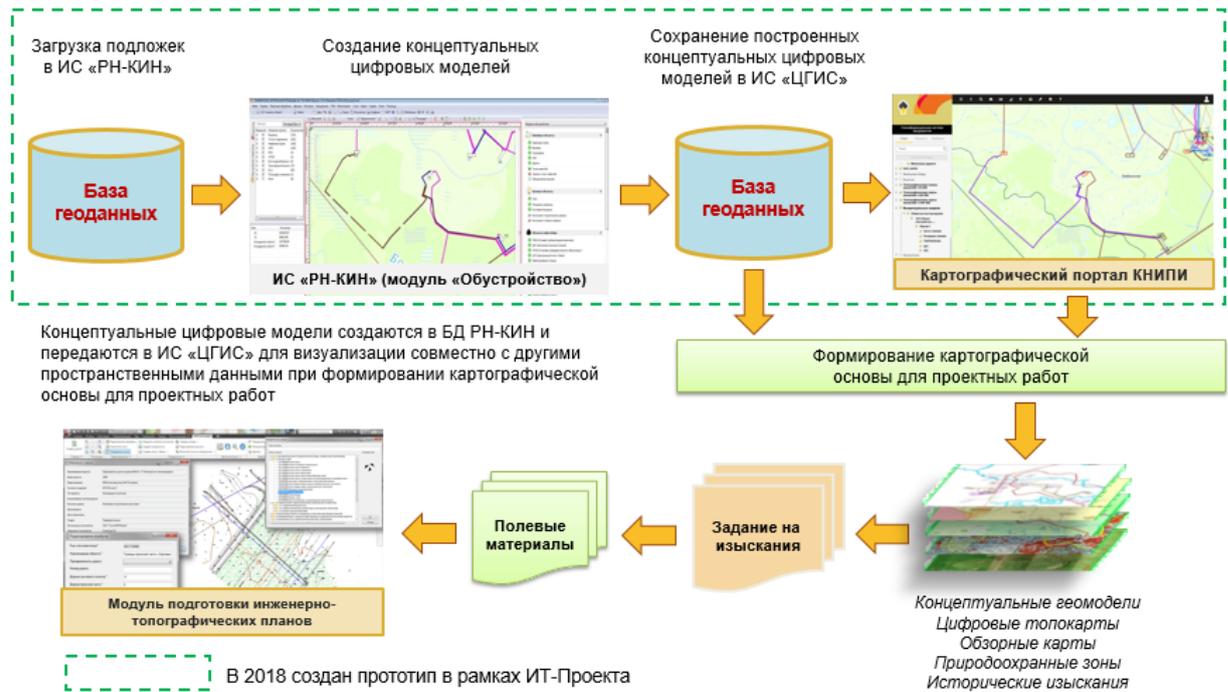


Рисунок 1.20 – Вид формирования интегрированной модели в среде РН-КИН

Функциональность ЦИМ включает в себя:

- анализ текущего состояния поверхностной инфраструктуры месторождений;
- сбор и уточнение исходных данных;
- создание модели наземной инфраструктуры месторождений;
- заполнение объектов ЦИМ данными;
- ввод атрибутивных данных;
- адаптация моделей на основании давлений в реперных точках и с учётом эксплуатационных особенностей;
- отладка и обеспечение корректности результатов расчётов;
- подбор параметров для визуализации результатов расчётов.

Анализ состояния проблемы и выявление нерешённых задач в области информационного обеспечения систем управления добычей нефти позволил определить цель и задачи диссертационного исследования

Выводы по главе 1

1 Проведённый анализ состояния научно-методического обеспечения цифровых систем управления процессами добычи нефти в отечественном и зарубежном ПО позволил выявить ряд нерешённых задач в области развития и совершенствования «интеллектуальных» технологий (Рисунок 1.21):

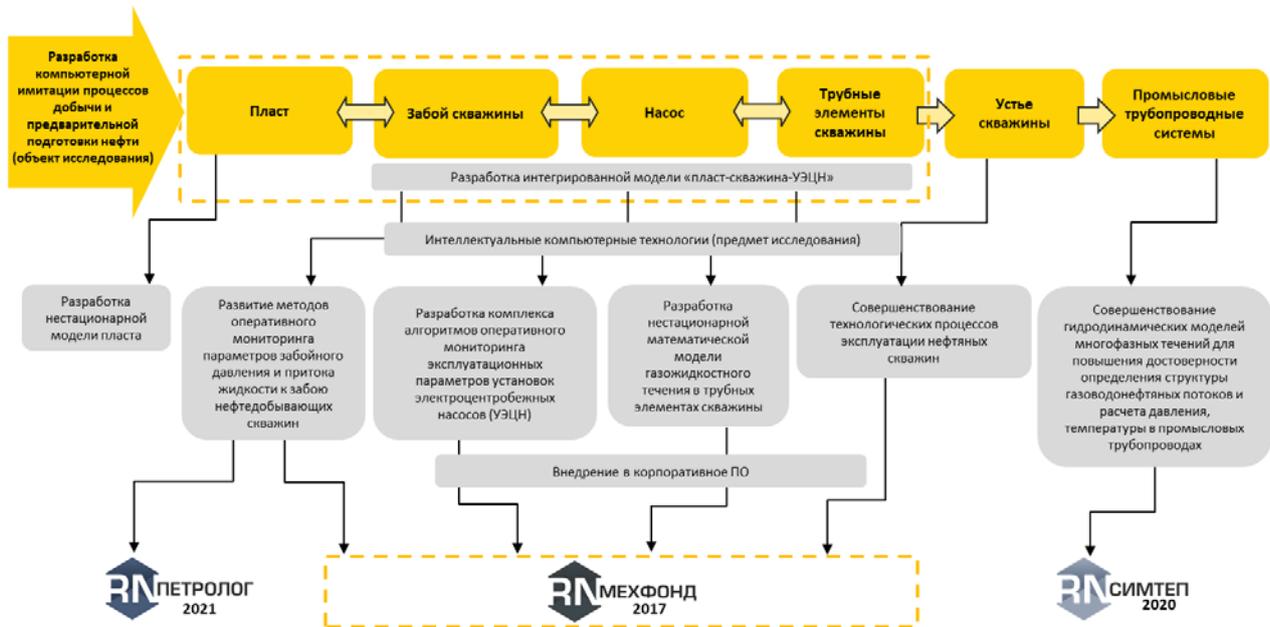


Рисунок 1.21 – Формирование концепции интеллектуального управления процессами добычи и предварительной подготовки нефти

- аналитическое решение задачи вертикального трёхфазного течения для расчёта забойного давления по измеренным устьевым параметрам;
- алгоритмы мониторинга эксплуатационных параметров УЭЦН;
- алгоритмы технологических процессов эксплуатации нефтяных скважин;
- алгоритмы оценки эффективности эксплуатации механизированного фонда малобитных скважин нефтяных месторождений с помощью интегрированной нестационарной модели «пласт-скважина-УЭЦН»;
- гидродинамические модели многофазных течений скважинной продукции и ПНГ для определения структур газоводонефтяных потоков и расчёта давлений и температур в промысловых трубопроводах;

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

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

2 РАЗВИТИЕ МЕТОДОВ ОПЕРАТИВНОГО МОНИТОРИНГА ПАРАМЕТРОВ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ И ПРИТОКА ФЛЮИДОВ К ЗАБОЮ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

В последние годы многие зарубежные и отечественные нефтедобывающие компании проводят опытно-промысловые изыскания, связанные с автоматизацией процессов управления добычей нефти. В современной зарубежной литературе можно встретить такие понятия как «smart well» или «intelligent well». В данном случае под «умными» подразумеваются скважины с высокой автоматизацией производственных процессов. Следующим шагом в эволюции механизированной добычи нефти будет создание так называемых «интеллектуальных» скважин, способных работать в полностью автономном режиме. Помимо искусственного интеллекта данный тип скважин должен обладать высокоорганизованным программным обеспечением, включающим в себя как интегрированные модели для проведения имитационного моделирования различных режимов работы скважины, так и алгоритмы самонастройки, самоорганизации, самообучения и прогнозирования влияния осложняющих факторов на эксплуатационные параметры и степень износа погружного оборудования. К программным продуктам, направленным на автоматизацию процессов механизированной добычи нефти, можно отнести разработанные пакеты программ «Rosneft-Wellview» и ИС «Мехфонд». Для функционирования как «умных», так и «интеллектуальных» скважин, необходим мониторинг всех эксплуатационных параметров скважины, даже тех, замер которых невозможен, либо экономически нецелесообразен. В данной главе рассмотрены методы, позволяющие осуществлять виртуальный мониторинг забойного давления и притока жидкости на горизонтальных участках нефтедобывающих скважин.

2.1 Аналитическое решение задачи вертикального трёхфазного течения для расчёта забойного давления по измеренным устьевым параметрам

Для проведения предварительной оценки потенциала, а также анализа эффективности эксплуатации большого фонда добывающих скважин, наиболее продуктивным вариантом является применение аналитических методов моделирования забойного давления. Помимо этого, в скважинах, оснащённых центробежными или штанговыми насосами, установка погружных измерительных устройств затруднительна, поэтому алгоритмы виртуальной оценки забойного давления и давления на приёме насоса по устьевым эксплуатационным параметрам (в частности, по изменению динамического уровня жидкости в затрубном пространстве скважины) на основе аналитических корреляций крайне актуальны. Данный подход нашёл практическое применение в программном продукте «Rosneft-Wellview».

Для разработки аналитической корреляции для прогнозирования давления на локальном участке вертикальной скважины используется постановка задачи, обеспечивающая непосредственную связь забойного давления с модифицированными зависимостями PVT-свойств газожидкостной смеси.

Расчётная схема газожидкостной структуры течения в скважине, оснащённой УЭЦН, приведена на Рисунке 2.1. Водонефтяная смесь с давлением выше давления насыщения нефти газом из призабойной зоны пласта (ПЗП), через перфорацию поступает в обсадную колонну (зона 4). Поднимаясь вверх по обсадной колонне, скважинная продукция попадает в зону 3, расположенную ниже насоса, с давлением ниже давления насыщения нефти газом. Из нефти в зону 3 выделяется газ, который на приёме насоса разделяется на два потока: в насос и в затрубное пространство скважины.

Отсепарированный на приёме насоса в результате естественной сепарации газ поднимается к устью скважины через затрубное пространство,

барботируя через столб нефти (зона 2). Затрубное пространство скважины (зона 1) заполнено свободным газом с постоянным давлением.

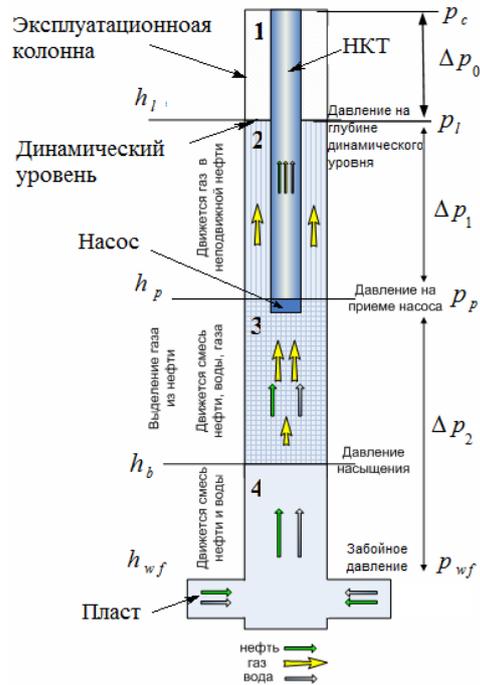


Рисунок 2.1 – Условная схема механизированной скважины

Давление на забое скважины p_{wf} складывается из устьевого затрубного давления p_c и давлений от столба газа Δp_0 , газонефтяного столба в затрубном пространстве выше насоса Δp_1 и газоводонефтяного столба ниже насоса Δp_2 :

$$p_{wf} = p_c + \Delta p_0 + \Delta p_1 + \Delta p_2. \quad (2.1)$$

2.1.1 Постановка задачи для упрощённого расчёта забойного давления нефтедобывающей скважины

Для упрощения задачи по разработке аналитической корреляции для расчёта забойного давления [32-37] были приняты следующие допущения:

1 Вес столба газа в затрубном пространстве (зона 1) из-за его малой плотности пренебрежимо мал, поэтому принимаем $\Delta p_0 = 0$, тогда $p_i = p_c$, где p_i – давление на уровне границы зон 1 и 2.

2 Для оценки перепадов давления Δp_1 и Δp_2 необходимо проведение гидравлических расчётов многофазного потока. Известно, что потери давления Δp_1 и Δp_2 в многофазном потоке складываются из трёх компонент [38]:

$$\Delta p = \Delta p_g + \Delta p_f + \Delta p_a,$$

где Δp_g – перепад статических давлений;

Δp_f – потери давления на трение;

Δp_a – потери давления при наличии продольного градиента скорости потока.

При работе насоса в зоне 2 затрубного пространства формируется неподвижный столб нефти, через который барботируют пузырьки газа. Суммарные потери давления на преодоление гидродинамического сопротивления при всплытии пузырьков газа невелики, поэтому потерями давления на трение Δp_f в зоне 2 можно пренебречь. Размер всплывающих пузырьков газа в затрубном пространстве скважины изменяется не существенно, поэтому потерями давления Δp_a в зоне 2 также можно пренебречь.

Таким образом, в формирование величины Δp_1 определяющий вклад вносит перепад статического давления Δp_g . Градиент статического давления в затрубном пространстве определяется как:

$$\frac{dp}{dh} = \rho_m(p, p_p, q_l, B, R_{sb}, \dots) \cos \theta(h) g, \quad p|_{h=h_1} = p_c, \quad (2.2)$$

где h – продольная координата вдоль ствола скважины;

$p = p(h)$ – функция распределения давления вдоль ствола скважины;

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

h_1 – высота столба жидкости в затрубном пространстве скважины;

ρ_m – плотность газожидкостной смеси.

В дальнейшем будем считать, что величина $\cos \theta$ постоянна вдоль h .

3 Плотности газожидкостной смеси и жидкой фазы определяются как:

$$\rho_m = H_L \rho_L + (1 - H_L) \rho_g, \quad \rho_L = n \rho_w + (1 - n) \rho_0, \quad (2.3)$$

т.к. плотность газа мала по сравнению с жидкостью, то можно допустить, что

$$\rho_m = H_L \rho_L.$$

4 Для определения величины истинного объёмного содержания жидкой фазы в газожидкостной смеси воспользуемся механистической моделью типа *drift-flux*, позволяющей прогнозировать объёмное содержание жидкости как для случая неподвижной жидкости и подвижного газа, так и для случая совместного движения жидкости и газа в вертикальной трубе, в виде

$$H_L = 1 - \alpha_g = 1 - \frac{V_{Sg}}{C_0 v_m + V_d}, \quad (2.4)$$

где q_g и q_L – объёмные расходы газа и жидкости при заданных термобарических условиях;

$$V_{Sg} = \frac{q_g}{A} \text{ – приведённая скорость газа;}$$

$$V_{SL} = \frac{q_L}{A} \text{ – приведённая скорость жидкости;}$$

V_d – скорость всплытия единичного пузырька газа в неподвижной жидкости;

C_0 – эмпирический коэффициент, характеризующий неравномерность распределения газа в поперечном сечении трубы.

Согласно данным работы [39], используем следующие соотношения для расчёта скорости дрейфа пузырьков газа и эмпирического коэффициента C_0 в вертикальном стволе скважины:

– для пузырькового режима течения

$$V_d = 1,53 \left[\frac{g \sigma_L (\rho_L - \rho_g)}{\rho_L^2} \right]^{0,25} \text{ и } C_0 = 1.2 ; \quad (2.5)$$

– для пробкового режима течения

$$V_d = \left(0,345 + 0,1 \frac{D_t}{D_c} \right) \left[\frac{g D_c (\rho_L - \rho_g)}{\rho_L} \right]^{0,5} \text{ и } C_0 = 1,2, \quad (2.6)$$

где D_c – внутренний диаметр обсадной колонны; D_t – наружный диаметр НКТ (для зон 3 и 4 $D_t = 0$).

5 Величины q_g и q_L являются функциями PVT-свойств газа и жидкости, поэтому зависят от текущих значений давления и температуры:

$$q_o = q_{oSC} B_o, \quad q_g = q_{gSC} B_g, \quad q_w = q_{wSC} B_w, \quad q_L = q_o + q_w, \quad (2.7)$$

где q_{oSC} , q_{gSC} , q_{wSC} – дебиты нефти, газа и воды, соответственно, в поверхностных условиях; $B_o = B_o(p, T)$, $B_g = B_g(p, T)$, $B_w = B_w(p, T)$ – объёмные коэффициенты нефти, газа и воды, соответственно, при текущих значениях давления и температуры.

Для упрощения постановки задачи в дальнейшем будем считать значения B_o и B_w постоянными в независимости от давления и температуры. Используя уравнение (2.7), получим взаимосвязь приведённых скоростей газа, нефти и воды для текущих и поверхностных условий:

$$V_{Sg} = V_{SgSC} B_g, \quad V_{So} = V_{SoSC} B_o, \quad V_{Sw} = V_{SwSC} B_w, \quad V_{SL} = V_{So} + V_{Sw}, \quad (2.8)$$

где V_{SgSC} , V_{SoSC} , V_{SwSC} – приведённые скорости газа, нефти и воды, соответственно, в поверхностных условиях.

6 Объёмный расход газовой фазы в зоне 3 определяется как

$$q_g = q_{oSC} (R_{sb} - R_s(p, T)) B_g, \quad (2.9)$$

где R_{sb} – газосодержание нефти при давлении насыщения; $R_s = R_s(p, T)$ – газосодержание нефти при заданных термобарических условиях.

Объёмный расход газовой фазы для зоны 2 определяется из соотношения

$$q_g = q_{oSC} E_s B_g (R_{sb} - R_s(p_p, T_p)), \quad (2.10)$$

где E_s – коэффициент сепарации газа.

На основе промышленных исследований установлено, что для естественной сепарации газа $E_s = 0.5$, а для установок УЭЦН+газосепаратор $E_s = 0.75$.

7 Температура вдоль всего затрубного пространства скважины принимается по величине усреднённой T_a .

2.1.2 Аналитическое решение задачи вертикального двухфазного течения в затрубном пространстве скважины для расчёта давления на приёме насоса (решение обратной задачи)

Для расчёта объёмного расхода газа по уравнению (2.10) необходимо знать значение газосодержания нефти при заданном давлении на приёме насоса, чем и обусловлена сложность решения прямой задачи (2.2). Возникающая некорректность может быть устранена при решении обратной задачи, т.е. нахождения уровня газожидкостной смеси по заданному давлению:

$$\frac{dh}{dp} = \frac{1}{\rho_m(p, p_p, q_l, B, R_{sb}, \dots) \cos \theta g}, \quad h|_{p=p_{wf}} = h_{wf}, \quad (2.11)$$

где $h(p)$ – зависимость уровня жидкости от давления. Максимальный уровень жидкости в затрубном пространстве $h = h(p_c)$ определяется давлением p_c . Для аналитического решения уравнения (2.11) необходимо принять следующие упрощения:

1 При расчёте объёмного коэффициента газа B_g необходимо задавать постоянное значение коэффициента сверхсжимаемости Z_a :

$$B_g = Z_a \frac{P_{sc} T_a}{P T_{sc}} = B_{gta} \frac{P_{sc}}{P}. \quad (2.12)$$

Результаты лабораторных замеров, представленные на Рисунке 2.2, показывают, что в диапазонах давлений $P = 5 - 19$ МПа и температур $T_a = 20 -$

40 °С, значение коэффициента сверхсжимаемости Z_a изменяется не существенно и может быть принято равным $Z_a \approx 0,9$.

2 Для зоны 2 перейдем к линейной зависимости газосодержания R_s от давления:

$$R_s = c_{R_s} \left(\frac{P}{P_{sc}} - 1 \right), P \leq P_b, c_{R_s} = \frac{R_{sb} P_{sc}}{P_b - P_{sc}}, \quad (2.13)$$

где c_{R_s} – коэффициент, включающий комбинацию параметров газосодержания и давлений. Погрешность, вызванная данным упрощением, показана на Рисунке 2.3, где в качестве замеров газосодержания приведены расчёты по корреляции *Velarde*.

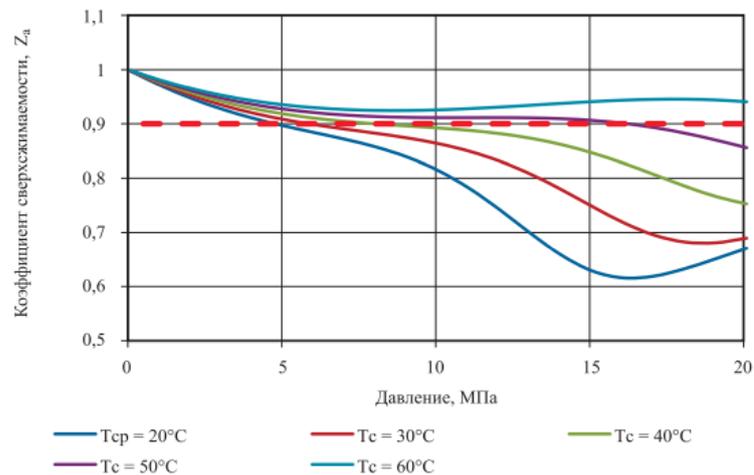


Рисунок 2.2 – Расчётная зависимость коэффициента сверхсжимаемости Z_a от давления при $P_b = 19,9$ МПа

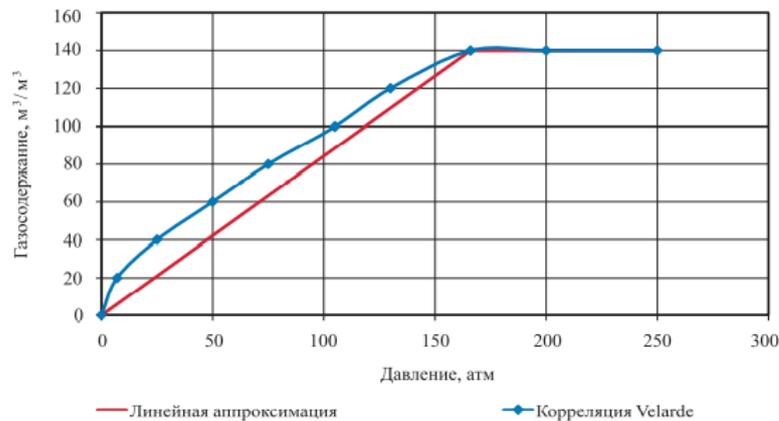


Рисунок 2.3 – Корреляция *Velarde* и линейная аппроксимация зависимости растворимости газа в нефти от давления при $P_b = 16,6$ МПа и $R_{sb} = 150$ м³/м³

3 Используем линейные зависимости для плотности газонасыщенной нефти при изменении давления от поверхностных условий P_{sc} до давления насыщения нефти газом P_b . Плотности нефти в поверхностных условиях и пластовых условиях запишем в виде

$$\rho|_{p=P_{sc}} = \rho_{osc};$$

$$\rho|_{p=P_b} = \rho_{ob} = \frac{\rho_{osc}}{B_{ob}}.$$

На Рисунке 2.4 приведено сопоставление упрощённой линейной аппроксимации плотности нефти от давления с данными, полученными по корреляции *McCain*.

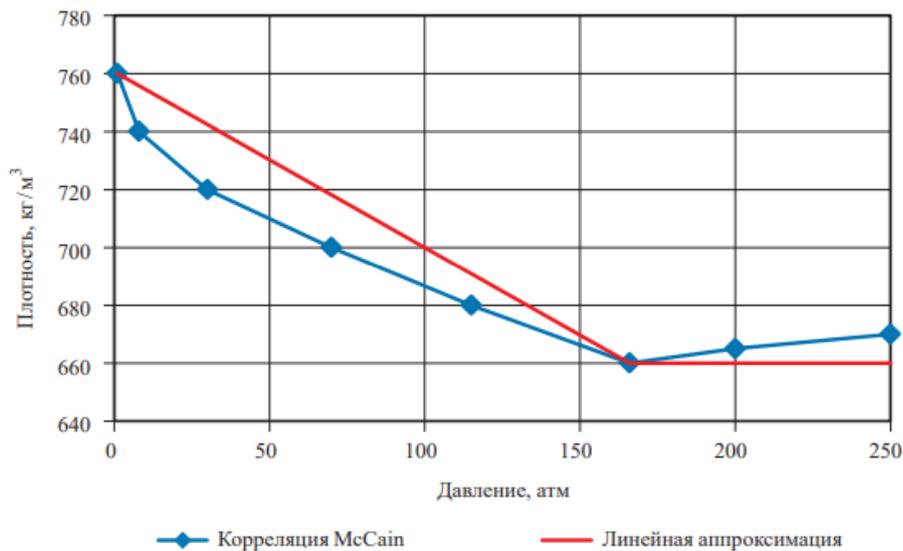


Рисунок 2.4 – Зависимость плотности нефти от давления, полученная по корреляции *McCain* при $P_b = 166$ атм

Упрощённую линейную аппроксимацию плотности нефти можно описать в следующем размерном виде

$$\begin{cases} \rho = \rho_{ob} + \frac{(P_b - P)}{(P_b - P_{sc})} (\rho_{osc} - \rho_{ob}), & P \leq P_b; \\ \rho = \rho_{ob}, & P > P_b, \end{cases}$$

$$\text{или} \begin{cases} \rho_o = \frac{\rho_{osc}}{B_{ob}} \left(1 + \frac{P_b - P}{P_b - P_{sc}} (B_{ob} - 1) \right), & P \leq P_b; \\ \rho_o = \frac{\rho_{osc}}{B_{ob}}, & P > P_b \end{cases}$$

или в безразмерном виде как

$$\begin{cases} \rho_o = \rho_{osc} \left(1 - \left(\frac{P}{P_{sc}} \right) c_p \right), & P \leq P_b; \\ \rho_o = \frac{\rho_{osc}}{B_{ob}}, & P > P_b, \end{cases} \quad (2.14)$$

где B_{ob} – объёмный коэффициент нефти при давлении насыщения нефти газом;

$$c_p = \frac{(B_{ob} - 1)P_{sc}}{(P_b - P_{sc})B_{ob}} \quad \text{– комбинация объёмного коэффициента нефти и}$$

давления;

ρ_{osc} – плотность нефти в поверхностных условиях.

Для придания уравнению (2.11) компактности введём следующие безразмерные параметры давления и приведённой скорости газа:

$$p_D = \frac{P}{P_{sc}}; \quad V_{SgD} = \frac{V_{SgSC}}{V_d} B_{gta}. \quad (2.15)$$

Выражение для объёмного газосодержания в затрубном пространстве скважины (при $V_{SL} = 0$) имеет вид

$$\alpha_g = \frac{V_{Sg}}{C_0 V_{Sg} + V_d}. \quad (2.16)$$

Приведённая скорость газа в затрубье скважины определяется по формуле

$$V_{Sg} = \frac{\alpha q_g}{A_c},$$

где $A_c = \frac{\pi(D_c^2 - D_t^2)}{4}$ – площадь сечения затрубного пространства;

α – коэффициент, переводящий секунды в сутки ($\alpha = 1/86400$).

Зависимость локального значения расхода затрубного газа от давления определяется формулой

$$q_g = Z_a \frac{T_a P_{SC}}{T_{SC} P} q_{gSC}.$$

С учётом уравнений (2.8) и (2.15) преобразуем уравнение (2.16) к уравнению (2.17) с безразмерными параметрами

$$\alpha_g = \frac{V_{sgD}}{C_0 V_{sgD} + p_D}. \quad (2.17)$$

Выражение для истинного объёмного содержания жидкой фазы в безразмерном виде примет вид

$$1 - \alpha_g = \frac{V_{sgD} (C_0 - 1) + p_D}{C_0 V_{sgD} + p_D}.$$

Распределение давления в стволе скважине выше насоса в форме (2.11) с учётом принятых допущений и введённых линейных аппроксимаций можно описать уравнением

$$\frac{dh}{dp_D} = \frac{P_{SC}}{g \cos \theta \rho_{osc}} \frac{1}{[1 - c_p (p_D - 1)]} \frac{C_0 V_{sgD} + p_D}{V_{sgD}}, \quad P \leq P_p < P_b. \quad (2.18)$$

Уравнение (2.18) записано для случая, когда из нефти в затрубном пространстве скважины выделяется газ ($P_p \leq P_b$). Когда $P_p > P_b$ уравнение (2.18) примет вид

$$\frac{dh}{dp_D} = \frac{P_{SC}}{g \cos \theta \rho_{osc}} \frac{1}{[1 - c_p (p_D - 1)]}, \quad P \leq P_b, P_p > P_b. \quad (2.19)$$

Уравнения (2.18) можно проинтегрировать и получить аналитическое выражение для расчёта высоты столба газожидкостной смеси, расположенного выше насоса, в виде:

$$h_p = h_l + \frac{P_{SC}}{\rho_{osc} g \cos \theta [(1 + c_p) + V_{sgD} c_p (C_0 - 1)]} \times \left[V_{sgD} \ln \left(\frac{V_{sgD} (C_0 - 1) + p_{lD}}{V_{sgD} (C_0 - 1) + p_{pD}} \right) - \frac{((1 + c_p) + C_0 V_{sgD})}{c_p} \ln \left(\frac{1 - (p_{lD} - 1) c_p}{1 - (p_{pD} - 1) c_p} \right) \right], \quad (2.20)$$

где h_p, h_l – глубины до зоны приёма насоса и динамического уровня жидкости;

$P_{pD} = \frac{P_p}{P_b}$, $P_{lD} = \frac{P_l}{P_b}$ – безразмерные давления на приёме насоса и на

границе жидкость - газ.

В случае отсутствия газа в затрубном пространстве скважины ($V_{sgD} = 0$) выражение (2.19) примет вид:

$$h_p = h_l + \frac{P_{SC}}{\rho_{osc} g \cos \theta (1 + c_p)} \frac{(1 + c_p)}{c_p} \ln \left(\frac{1 - (P_{lD} - 1) c_p}{1 - (P_{pD} - 1) c_p} \right). \quad (2.21)$$

Если на участке затрубного пространства от h_p до h_l структура газожидкостного течения изменяется, то значения V_d должны также изменяться.

Для случая, когда плотность нефти зависит от давления несущественно, т.е. $c_p \rightarrow 0$, получим:

$$h(p) = h_p - \frac{1}{\rho_{osc} g \cos \theta} \left(P - P_p + P_{SC} V_{sgD} \ln \left(\frac{P_{SC} V_{sgD} (C_o - 1) + P}{P_{SC} V_{sgD} (C_o - 1) + P_p} \right) \right). \quad (2.22)$$

Для анализа уровня газожидкостной смеси в затрубном пространстве от давления на приёме насоса преобразуем уравнение (2.20) к виду:

$$h_l = h_p - (L_o + L_g), \quad L_o = \frac{(p_p - p_l)}{\rho_{osc} g \cos \theta}, \quad (2.23)$$

$$L_g = \frac{\left((R_p + c_{R_s}) P_{SC} - c_{R_s} P_p \right) E_s V_{SoSC}}{\rho_{osc} g \cos \theta} \frac{1}{V_d} \ln \left(\frac{\left((R_p + c_{R_s}) P_{SC} - c_{R_s} P_p \right) E_s V_{SoSC} (C_o - 1) + p_p V_d}{\left((R_p + c_{R_s}) P_{SC} - c_{R_s} P_p \right) E_s V_{SoSC} (C_o - 1) + p_c V_d} \right), \quad (2.24)$$

где V_{SoSC} – приведённая скорость нефтяной фазы в поверхностных условиях;

P_p и p_l – размерные давления на приёме насоса и на границе жидкость-газ, соответственно;

L_o – длина столба нефти над приёмом насоса без свободного газа;

L_g – прирост длины столба жидкости, вызванный наличием свободного газа.

2.1.3 Оценка достоверности расчёта давления на приёме насоса по известному значению динамического уровня в затрубном пространстве скважины

На Рисунке 2.5 (а) приведены возможные зависимости динамического уровня в затрубном пространстве скважины от величины забойного давления для жидкости (сплошная линия) и газожидкостной смеси (пунктирная линия). Значение давления на приёме насоса p_p получаем, решая уравнение (2.22) по заданной величине динамического уровня. На Рисунке 2.5 (а) точками 1 и 2 показаны давления на приёме насоса для случаев наличия и отсутствия свободного газа в затрубном пространстве скважины. Из данных Рисунка 2.5 (а) следует, что для точки 1 забойное давление равно 8,8 МПа, а для точки 2 – 10,4 МПа. Таким образом, один и тот же динамический уровень соответствует забойным давлениям, отличающимся на 18 %.

На Рисунке 2.5,б приведён другой немонотонный тип возможной зависимости динамического уровня скважины от забойного давления. Подобная немонотонность имеет место, когда при выводе скважины на режим давление на приёме насоса выше давления насыщения нефти газом. На участке зависимости от точки a до b происходит постепенное снижение уровня жидкости в результате забора её насосом из затрубного пространства. При достижении точки b давление на приёме насоса снижается до величины ниже давления насыщения нефти газом, и из жидкости в затрубном пространстве начинает выделяться газ. Объём жидкости за счёт выделившегося газа возрастает, в результате чего уровень жидкости в затрубном пространстве повышается на участке от b до c . После точки c дополнительное выделение свободного газа в затрубном пространстве прекращается, и уровень газожидкостной смеси понижается за счёт продолжающегося отбора жидкости насосом. Для данного случая одному значению динамического уровня могут соответствовать три значения забойного давления (точки 1, 2 и 3). Диапазон таких динамических уровней на

Рисунке 2.5,б помечен тёмной полосой. Например, для динамического уровня равного 950 м нахождение величины забойного давления является некорректной задачей вследствие наличия следующих трёх решений: забойного давления – 12,9 МПа (точка 1), 9,3 МПа (точка 2) и 11,6 МПа (точка 3).

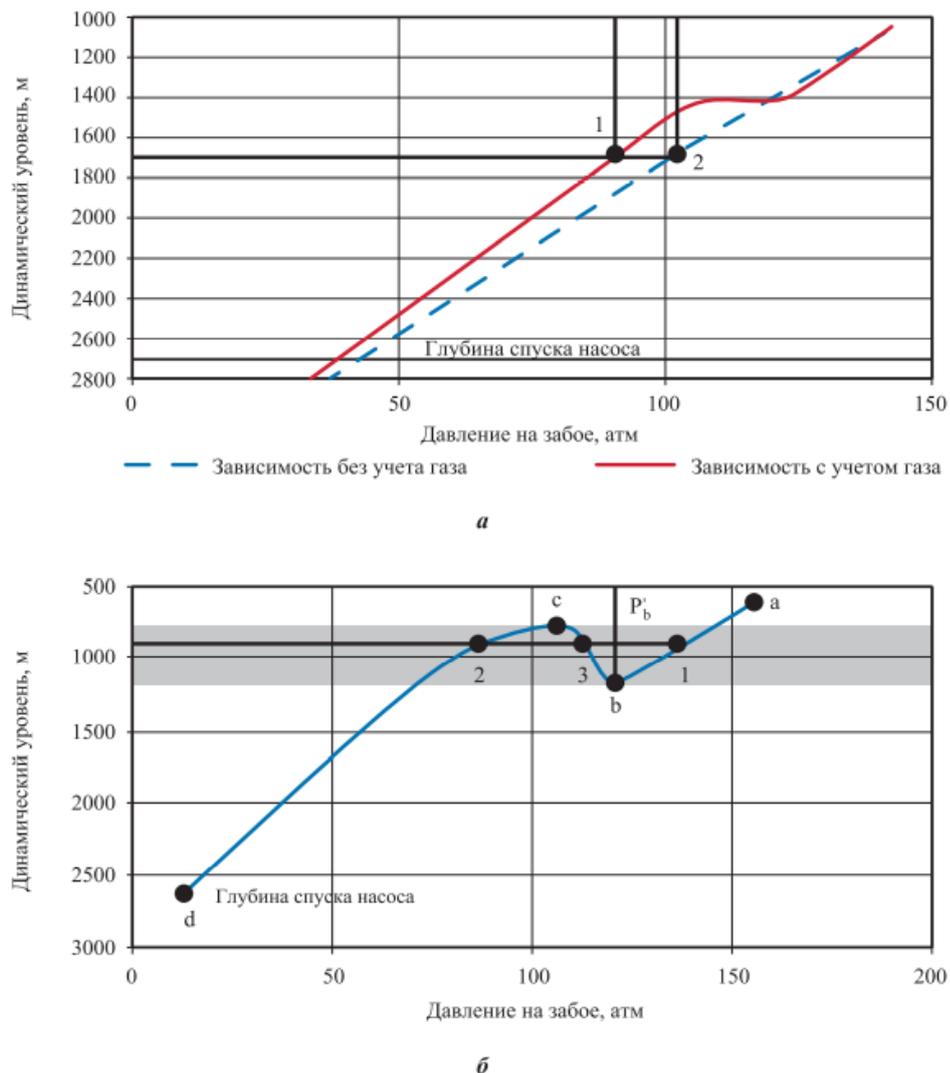


Рисунок 2.5 – Зависимости динамического уровня от забойного давления для двух скважин Приобского месторождения: а) – скважина 1; б) – скважина 2

Для решения данной задачи значения лишь глубины динамического уровня недостаточно. Необходимо использовать косвенные замеры, например, в точке 1 на приёме насоса давление выше давления насыщения нефти газом, следовательно, для этого случая расход газа в затрубном пространстве скважины отсутствует.

Используя формулы (2.23) и (2.24) проведём исследование факторов, способствующих появлению немонотонности в зависимости от динамического уровня. Очевидно, что условием появления немонотонности является то, что длина столба жидкости L_o с уменьшением давления уменьшается медленнее, чем возрастает прирост столба жидкости из-за наличия газа L_g . Оценить скорость изменения данных параметров можно через производные этих выражений.

Когда $P_p > P_b$, увеличение столба жидкости за счёт газа в затрубном пространстве отсутствует, т.е. $L_g = 0$, поэтому сравнение производных будем проводить при условии, что $P_p = P_b$. Если давление на приёме насоса равно давлению насыщения нефти газом, то давление на забое скважины больше давления насыщения, следовательно весь газ, добываемый скважиной, выделится из нефти, находящейся в затрубном пространстве скважины, что эквивалентно $R_p = R_{sb}$. Тогда $(R_p + c_{R_s})P_{sc} - c_{R_s}P_b = 0$ и, дифференцируя соотношение (2.23) по p_p , получаем

$$\left. \frac{dh_l}{dp_p} \right|_{p_p=p_b} = -\frac{1}{\rho_{oSC} g \cos \theta} (1 - M), M = \frac{c_{R_s} E_s V_{soSC}}{V_d} \ln \left(\frac{P_b}{P_c} \right). \quad (2.25)$$

Условием проявления немонотонности анализируемой зависимости является $M \geq 1$. Для случая $M \sim 1$ требуется точное определение уровня жидкости в затрубном пространстве Δh_l , потому что даже небольшая погрешность будет приводить к значительным ошибкам при определении давления на приёме насоса (Рисунок 2.5,а).

Величина давления газа в устье скважины P_c определяется давлением в выкидной линии и обычно не превышает 10 – 20 атм. Если принять следующие значения параметров в уравнении (2.25): $E_s = 0.7$, $V_d = 0,2$ м/с, $c_{R_s} = 0.7$ (при $70^\circ C$), $p_b = 100$ атм., $A = 0.01$ м², то величина M будет определяться как

$$M = 0.0065 q_{oSC} \cdot \quad (2.26)$$

Из выражения (2.26) следует, что эффект немонотонности зависимости динамического уровня скважины от забойного давления будет наблюдаться у скважин с дебитом $q_{oSC} \geq 160 \text{ м}^3/\text{сут}$. Наличие неоднозначности характерно не для всех скважин, но её присутствие значительно влияет на корректность оценки забойного давления и потенциала скважин.

На Рисунке 2.6 приведено распределение скважин двух добывающих предприятий ПАО НК «Роснефть» по группам, характеризующим надёжность оценки забойного давления: «с неоднозначностью», «с неопределённостью», «надёжные», что свидетельствует о необходимости применения дополнительных методов увеличения надёжности оценки забойного давления

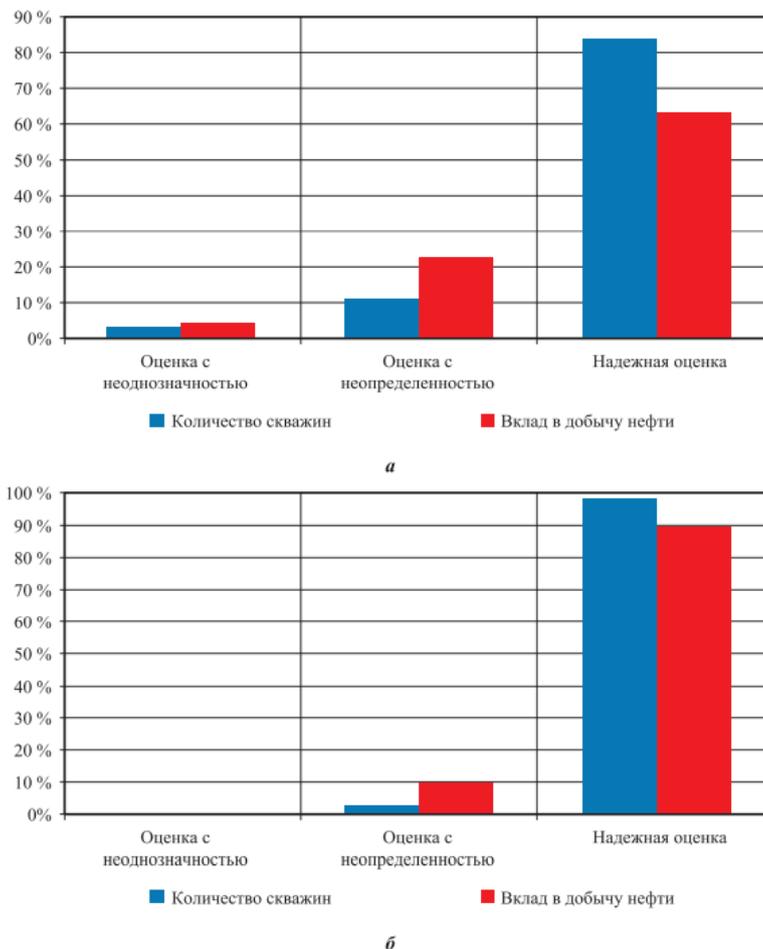


Рисунок 2.6 – Распределение скважин по группам, характеризующим надёжность оценки забойного давления: а – скважины ООО «РН-Пурнефтегаз», б – скважины ООО «РН-Юганскнефтегаз»

для одних добывающих предприятий, и пригодность и достаточность использования вышеописанной методики оценки забойного давления механизированных скважин для других.

2.1.4 Аналитическое решение задачи вертикального трёхфазного течения в эксплуатационной колонне скважины для расчёта забойного давления по расчётному давлению на приёме насоса (решение обратной задачи)

Общий вид корреляции для зависимости газосодержания от приведённой скорости газа и жидкости имеет вид:

$$\alpha_g = \frac{V_{Sg}}{C_0 (V_{SL} + V_{Sg}) + V_d}, \quad (2.27)$$

где $V_{SL} = \frac{q_{wSC} B_w + q_{oSC} B_o}{A_{cw}}$ – приведённая скорость жидкости;

$A_{cw} = \frac{\pi}{4} D_c^2$ – площадь внутреннего сечения эксплуатационной колонны.

Зависимость локального значения расхода газа от давления ниже уровня приёма насоса определяется формулой:

$$q_{gw} = q_{gSC} B_g,$$

где $B_g = Z_a \frac{P_{SC} T_a}{P T_{SC}}$.

Аппроксимируя зависимость растворимости газа от давления линейной функцией, можно получить для зависимости расхода газа от давления выражение:

$$q_{gSC} = q_o R_{sb} (1 - p_D), \quad p_D = \frac{P}{P_b} < 1. \quad (2.28)$$

Таким образом, значение приведённой скорости газа при заданном давлении $p_D < 1$ равно:

$$V_{S_{gw}} = \frac{Z_a T_a}{T_{SC}} \frac{P_{SC}}{p_D P_b} \frac{q_o R_{sb} (1 - p_D)}{A_{cw}}, \quad (2.29)$$

ИЛИ

$$V_{S_{gw}} = \frac{P_{SC}}{P_b} \frac{q_o R_{sb} (1 - p_D)}{A_w p_D}, \quad p_D < 1, \quad (2.30)$$

где $A_w = \frac{A_{aw} T_{SC}}{Z_a T_a}$.

Можно записать, что

$$V_{S_{gw}} = V_{S_{gw0}} \frac{1 - p_D}{p_D},$$

где $V_{S_{gw0}} = \frac{P_{SC}}{P_b} \frac{q_o R_{sb}}{A_w}$ – передаётся как параметр процедуры.

Введём безразмерную приведённую скорость

$$V_{gwD} = \frac{P_{SC}}{P_b} \frac{q_o R_{sb}}{A_w (V_d + C_o V_{SL})},$$

ИЛИ

$$V_{gwD} = \frac{V_{S_{gw0}}}{(V_d + C_o V_{SL})}. \quad (2.31)$$

Таким образом, значение истинного объёмного газосодержания (α_g) можно представить в виде соотношения

$$\alpha_g = \frac{V_{gwD} (1 - p_D)}{C_o V_{gwD} (1 - p_D) + p_D}, \quad (2.32)$$

или истинного объёмного содержания жидкости H_L

$$H_L = 1 - \alpha_g = \frac{(C_o - 1) V_{gwD} + p_D [1 - (C_o - 1) V_{gwD}]}{C_o V_{gwD} + p_D (1 - C_o V_{gwD})}. \quad (2.33)$$

Плотность нефти в стандартных условиях:

$$\rho \Big|_{P=P_{sc}} = \rho_{osc};$$

$$\rho|_{P=P_b} = \rho_{ob} = \frac{\rho_{osc}}{B_{ob}}.$$

Для описания зависимости плотности нефти от давления используется линейная корреляция вида (Рисунок 2.5)

$$\begin{cases} \rho_o = \rho_{ob} + \frac{(P_b - P)}{(P_b - P_{SC})}(\rho_{osc} - \rho_{ob}), & P \leq P_b; \\ \rho_o = \rho_{ob}, & P > P_b. \end{cases} \quad (2.34)$$

Распределение давления в стволе скважине ниже насоса можно описать уравнением

$$\frac{dp_D}{dh} = \rho_L(1 - \alpha_g), \quad (2.35)$$

где плотность жидкости ниже насоса рассчитывается через плотности воды и нефти как

$$\rho_L = \rho_o \left((1 - n) + \frac{n}{\gamma_o} \right);$$

где γ_o – относительная плотность нефти.

Преобразуем уравнение (2.34) к виду

$$\begin{cases} \rho_o = \frac{\rho_{osc}}{B_o} \left(1 + \frac{(1 - p_D)}{(1 - p_{scD})} (B_o - 1) \right), & p_D \leq 1; \\ \rho_o = \frac{\rho_{osc}}{B_o}, & p_D > 1, \end{cases} \quad (2.36)$$

где $p_{scD} = P_{SC} / P_b$ – безразмерное давление при стандартных условиях.

Таким образом, выражение для плотности водонефтяной смеси ниже приёма насоса в зависимости от давления можно записать в виде

$$\begin{cases} \rho_L = \frac{\rho_{osc}}{B_o(1 - p_{scD})} \left[(B_o - 1)(1 - n) + \left(1 - n + \frac{B_o}{\gamma_o} n \right) (1 - p_{scD}) - p_D (B_o - 1)(1 - n) \right], & p_D \leq 1 \\ \rho_L = \rho_{osc} \left[\frac{1}{B_o} (1 - n) + \frac{n}{\gamma_o} \right], & p_D > 1. \end{cases} \quad (2.37)$$

Из-за неизвестной величины забойного давления p_{wf} для уравнения (2.35) возможно решение лишь обратной задачи, т.е. определения высоты столба газоводонефтяной смеси по забойному давлению p_{wf} :

$$\frac{dh}{dp} = \frac{1}{\rho_L(p, p_{wf}, q_l, B...) g \cos \theta}, h \Big|_{p=p_{wf}} = h_{wf}, \quad (2.38)$$

или в безразмерном виде для случая $p_D \leq 1$

$$\frac{dh_D}{dp_D} = \frac{B_o(1-p_{scD})}{\left[(B_o-1)(1-n) + \left(1-n + \frac{B_o}{\gamma_o} n \right) (1-p_{scD}) - p_D(B_o-1)(1-n) \right] (1-\alpha_g)}, \quad (2.39)$$

где $h_D = \frac{hg\rho_{osc} \cos \theta}{P_b}$ – безразмерная глубина скважины;

для случая когда $p_D > 1$

$$\frac{dh_D}{dp_D} = \frac{1}{\left[\frac{1}{B_o}(1-n) + \frac{n}{\gamma_o} \right]}. \quad (2.40)$$

Введём условные обозначения

$$\left\{ \begin{array}{l} a = \left((B_o-1)(1-n) + (1-p_{scD}) \left(1-n + \frac{B_o}{\gamma_o} n \right) \right); \\ b = -(B_o-1)(1-n); \\ c = (C_o-1)V_{gwD}; \\ d = 1 - (C_o-1)V_{gwD}; \\ e = C_o V_{gwD}; \\ f = 1 - C_o V_{gwD}. \end{array} \right.$$

Тогда уравнение (2.40) примет вид

$$\frac{dh_D}{B_o(1-p_{scD})} = \frac{dp_D}{(a+p_D b) \frac{c+p_D d}{e+p_D f}}. \quad (2.41)$$

После интегрирования уравнения (2.41) получим аналитическое выражение для расчёта глубины скважины для случая когда $p_D \leq 1$

$$h_{wf} = h_p + \frac{B_o(p_{scD} - 1)}{bd(bc - da)} \left[(ebd - fad) \ln \left(\frac{a + bp_{wfD}}{a + bp_{pD}} \right) + \ln \left(\frac{c + dp_{pD}}{c + dp_{wfD}} \right) (ebd - cfb) \right].$$

Для случая, когда давление на приёме насоса больше давления насыщения нефти газом ($p_D > 1$), получим $\alpha_g = 0$ и выражение для расчёта глубины скважины в виде

$$h = h_p + \frac{(p - p_p)}{\left[\frac{1}{B_o}(1 - n) + \frac{n}{\gamma_o} \right]}.$$

Величина забойного давления p_{wf} определяется по зависимости высоты столба скважинной продукции от забойного давления p_{wf} при заданном расстоянии от насоса до забоя скважины.

2.1.5 Анализ сопоставления экспериментальных данных с результатами расчёта давления на приёме насоса и на забое скважины

Для оценки достоверности разработанных аналитических корреляций для расчётов давлений на приёме ЭЦН и на забое скважины, проведём сопоставление расчётных данных с промысловыми замерами и результатами расчётов по известным механистическим методикам *Ansari* и *Caetano* [39,40].

Значения исходных для мониторинговых расчётов параметров:

1 Q_L – дебит (объёмный расход) жидкой фазы в поверхностных условиях, м³/сут;

2 G_ϕ – газовый фактор, м³/м³;

3 n – обводнённость добываемой продукции, м³/м³;

4 Q_o – дебит (объёмный расход) нефти в поверхностных условиях, м³/сут;

5 $Q_{g\text{ сум}}$ – суммарный расход газа (расход через НКТ + расход через затруб скважины) в поверхностных условиях, м³/сут;

6 $Q_{gзат}$ – расход газа через затрубное пространство скважины в поверхностных условиях, м³/сут;

7 E_s – коэффициенты сепарации были получены для группы тестируемых скважин по результатам гидродинамических исследований и обработки замеров объёмных расходов нефти, воды и газа с помощью многофазного расходомера «Phase Tester» VXFM-C # 52 Компании Шлюмберге.

На Рисунке 2.7 приведён внешний вид передвижной установки многофазного расходомера.

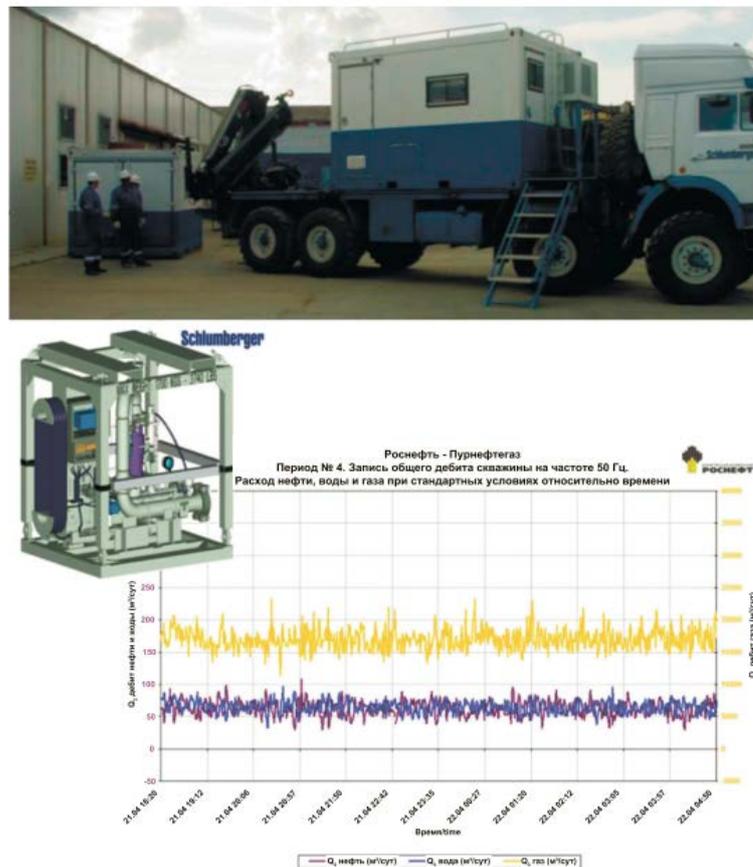


Рисунок 2.7 – Установка многофазного расходомера «Phase Tester» VXFM-C # 52 для гидродинамических исследований скважин и пример снятия замера расходов газа, воды и нефти с помощью многофазного расходомера

Образец замеров расходов нефти, воды и газа с помощью многофазного расходомера «Phase Tester» показан на Рисунке 2.8.

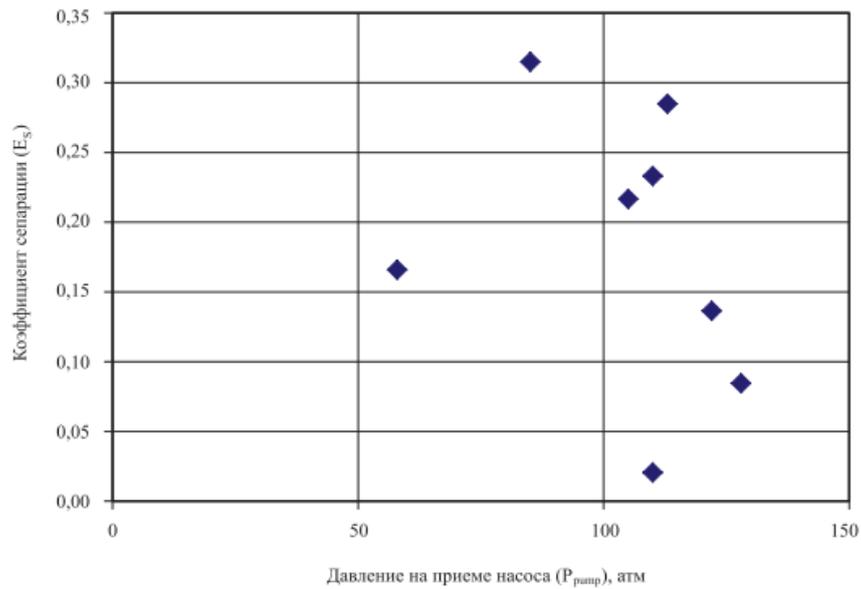


Рисунок 2.8 – Замеренные коэффициенты сепарации газа

Значения параметров были взяты из расчётно-нормативного документа, заполняемого на каждую скважину «Тех. режима»:

$U_{\text{удл.}}$ – удлинение скважины, м;

H_{BD} – глубина скважины до уровня перфорации, м;

$H_{\text{прп}}$ – глубина скважины до насоса, м;

$H_{\text{дин}}$ – динамический уровень, м;

ρ_o – плотность нефти, кг/м³;

ρ_w – плотность воды, кг/м³;

$P_{\text{затр}}$ – давление в затрубе скважины, атм;

$T_{\text{прп}}$ – температура на приёме ЭЦН, °С;

P_{wf} – забойное давление, атм;

T_{wf} – температура пласта, °С;

D_c – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

D_t – внешний диаметр НКТ, м;

P_b – давление насыщения нефти газом, атм;

γ_g – относительная плотность газа, кг/м³

Результаты замеров объёмных расходов газа в НКТ и затрубном пространстве скважины с помощью многофазного расходомера «*Phase Tester*» позволили с достаточной точностью рассчитать у тестируемых скважин коэффициент сепарации газа. Результаты расчётов показали, что коэффициент сепарации газа у скважин изменяется в интервале $E_s = 0,02 \dots 0,72$. Все тестируемые скважины были условно разделены по величине коэффициента сепарации газа на две группы: первая с коэффициентами сепарации в диапазоне $E_s = 0,38 \dots 0,72$ (Рисунок 2.9), вторая – с $E_s = 0,02 \dots 0,32$ (Рисунок 2.10).

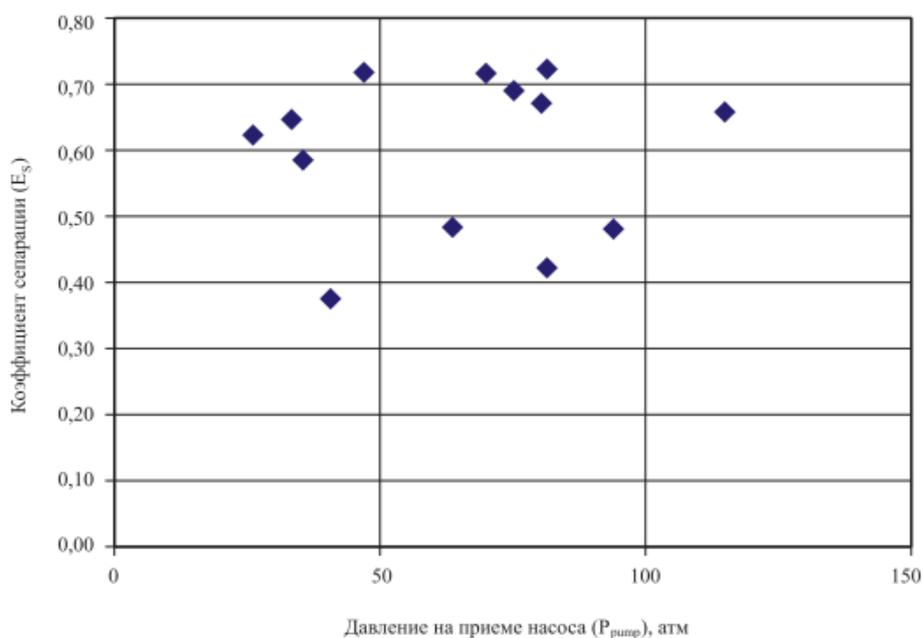


Рисунок 2.9 – Замеренные коэффициенты сепарации газа с коэффициентами сепарации в диапазоне $E_s = 0,38 \dots 0,72$

Для этих скважин были проведены расчёты давления на приёме ЭЦН по аналитической модели. Результаты расчётов показали, что для группы скважин с $E_s = 0,02 \dots 0,72$ расхождение расчётных давлений на приёме ЭЦН по аналитической модели с экспериментальными замерами составило $\delta = \pm 15\%$ (Рисунок 2.10).

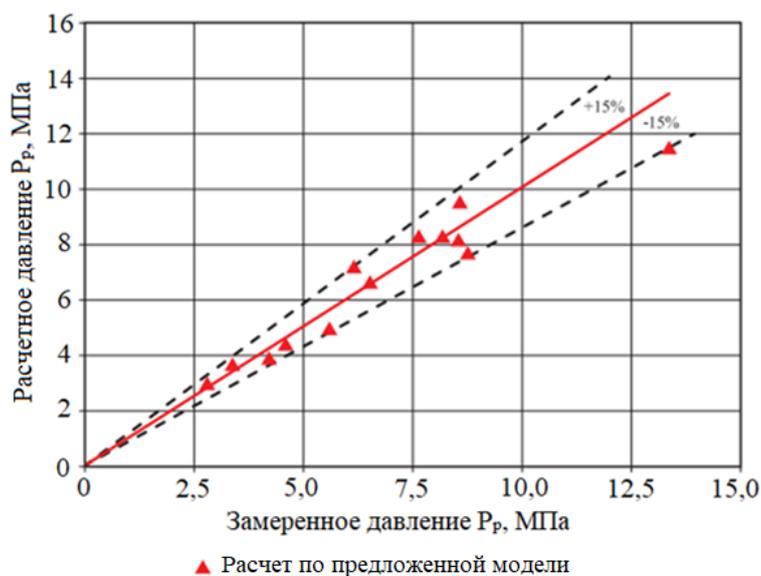


Рисунок 2.10 – Сопоставление расчётных значений давления на приёме ЭЦН с экспериментальными замерами для скважин с коэффициентом сепарации $E_s = 0,02 \dots 0,32$

Для группы скважин с коэффициентом сепарации $E_s = 0,02 \dots 0,32$ расхождение составило от $\delta = +46\%$ до $\delta = -4\%$ (Рисунок 2.8). Причинами такой большой расчётной погрешности могло быть следующее:

– некорректные значения замеров, приведённых в «Тех. режиме». Такая ситуация возникает тогда, когда имеешь дело не с отлаженной экспериментальной установкой, а со скважиной, находящейся в производственном цикле, у которой показания замеров обновляются раз в сутки и при этом берутся средние значения. Поэтому часть замеров, которые используются в расчётных моделях как исходные данные, могут не соответствовать тем замеренным давлениям, с которыми сравниваются их расчётные значения. Наибольшую погрешность может иметь исходный для расчётов параметр – динамический уровень. На практике известны примеры, когда определение уровня жидкости в затрубном пространстве методом эхометрирования не даёт верного результата. Это возникает в том случае, когда на эхограмме сложно выделить сигнал от уровня жидкости. Это имеет место в том случае, когда амплитуды «шума» затрубного пространства

сопоставимы с амплитудой сигнала от уровня жидкости – некорректность принятых допущений в расчётно-аналитической модели.

Для того чтобы выявить действительную причину существенного расхождения расчётных и замеренных данных были продублированы расчёты давления на приёме ЭЦН с использованием механистической модели *Caetano* (Рисунок 2.11).

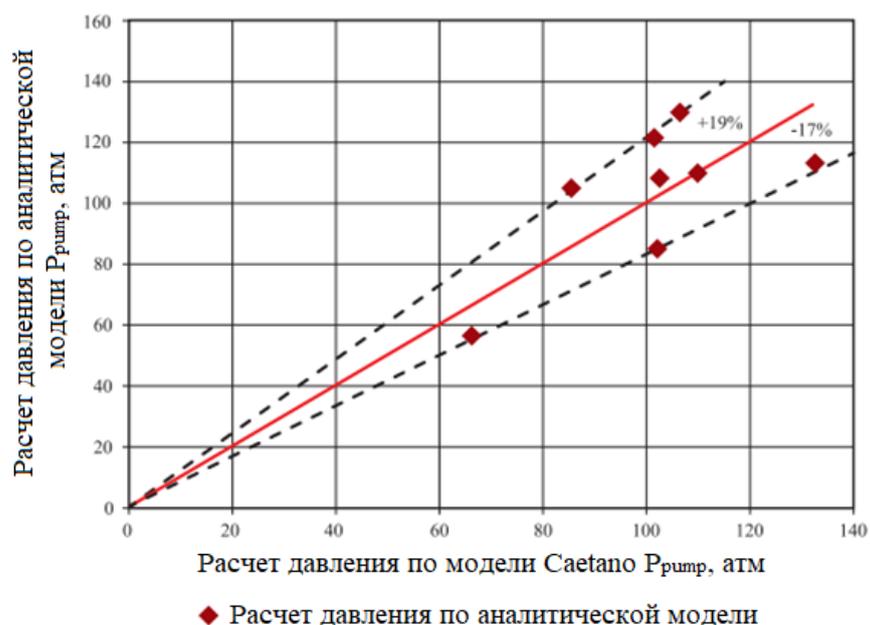


Рисунок 2.11 – Сопоставление расчётных данных давления на приёме ЭЦН по модели *Caetano* с экспериментальными замерами давления на приёме насоса для скважин с коэффициентом сепарации $E_s = 0,02...0,28$

Результаты расчётов показали, что в этом случае расхождение расчётных и замеренных значений давлений составляло от $\delta = +19\%$, до $\delta = -17\%$. Полученные результаты позволяют сделать вывод: применение в расчётах механистической модели *Caetano*, в которой в качестве исходных данных закладывался действительный замеренный расход газа в затрубном пространстве скважины, позволило существенно снизить расчётную погрешность. Следовательно, можно сделать вывод о том, что для скважин с коэффициентом сепарации $E_s = 0,02...0,28$ применение расчётно-аналитической модели должно сопровождаться корректирующими расчётами коэффициента естественной сепарации газа.

На Рисунке 2.12 приведено сопоставление расчётных данных давления на приёме ЭЦН по аналитической модели с экспериментальными замерами давления на приёме насоса для скважин с коэффициентом сепарации $E_s = 0,02 \dots 0,32$.

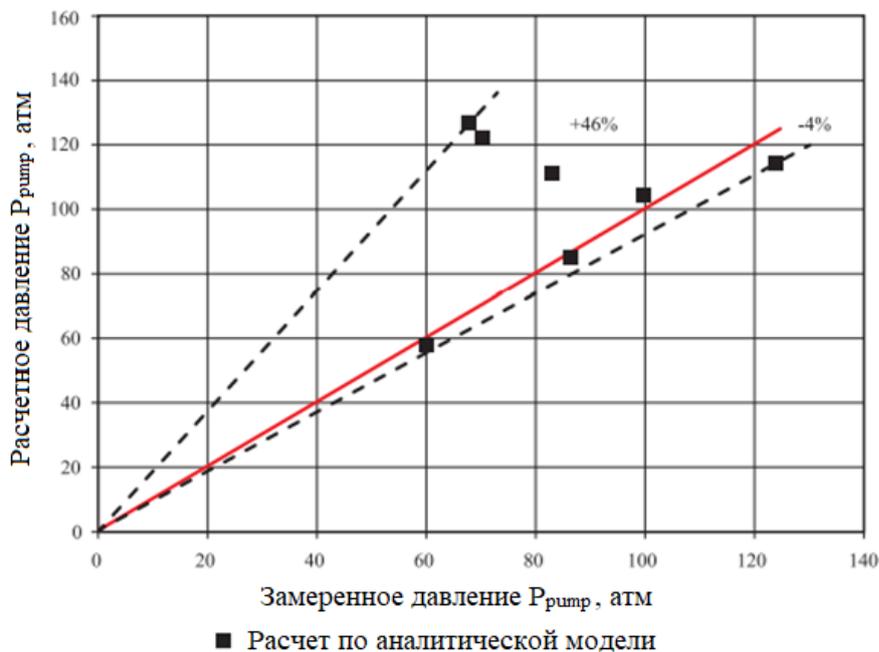


Рисунок 2.12 – Сопоставление расчётных данных давления на приёме ЭЦН по аналитической модели с экспериментальными замерами давления на приёме насоса для скважин с коэффициентом сепарации $E_s = 0,02 \dots 0,32$

Были проведены расчёты забойного давления с использованием расчётно-аналитической модели и механистических моделей *Ansari* и *Caetano* (Рисунки 2.13 и 2.14). Расхождения расчётных и замеренных значений давлений по разным моделям соизмеримы, что подтверждает работоспособность предложенной расчётно-аналитической модели расчёта давления в скважине.

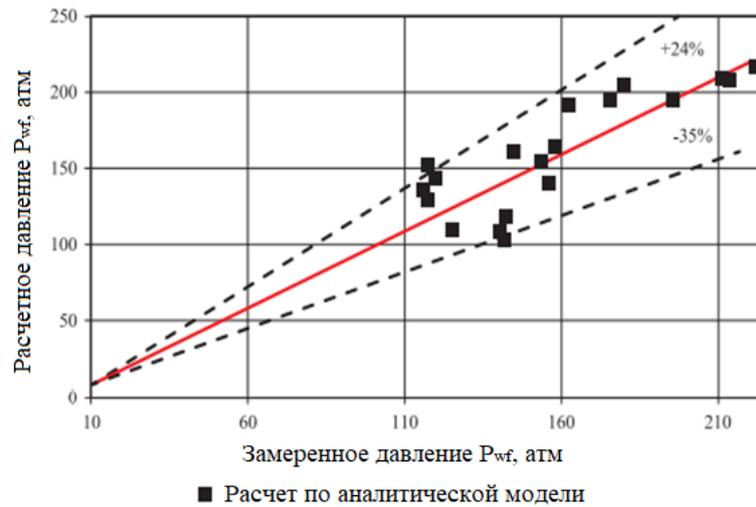


Рисунок 2.13 – Сравнение расчёта забойного давления по аналитической модели с экспериментальными данными

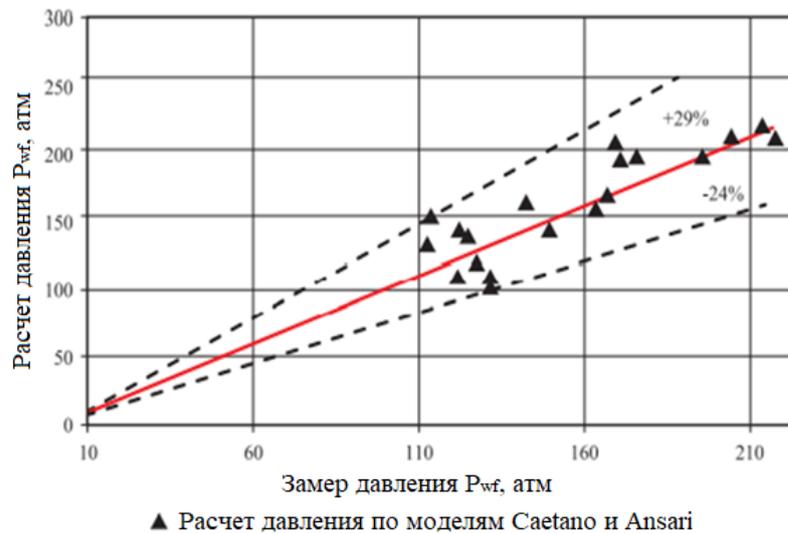


Рисунок 2.14 – Сравнение расчёта забойного давления по моделям Caetano и Ansari с экспериментальными данными

2.2 Развитие метода идентификации величины локальных притоков двухфазного пластового флюида через трещины многостадийного гидроразрыва пласта к стволу горизонтальной скважины по данным распределения давления и температуры

В настоящее время интенсификация пласта путём гидроразрыва получила широкое распространение в горизонтальных стволах ГС.

Формирование системы поперечных трещин вдоль ствола ГС в результате проведения операций МГРП позволило существенно увеличить их продуктивность, и тем самым повысить рентабельность добычи нефти из пластов с аномально низкой проницаемостью [41-45]. МГРП проводят с целью улучшения фильтрационных свойств призабойной зоны ГС. Для оценки эффективности притока флюидов из созданных трещин ГС необходимо осуществлять мониторинг параметров системы скважина-пласт [46].

В скважинах с МГРП неравномерность притока вдоль горизонтального ствола выражена наиболее ярко, поскольку приток из локальных портов не одинаков, и они находятся на значительном расстоянии друг от друга. В настоящее время существует обширный спектр методов контроля и диагностики образования и состояния трещин в ГС после МГРП. Для осуществления долговременного мониторинга качественного состояния трещин и величины притока из них флюидов требуется непрерывный анализ значительных объёмов измерительной информации о МГРП, которая может быть получена в результате ПГИ и гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Характерной помехой проведения и интерпретации замеров в ходе ПГИ является их низкая информативность вследствие низкой чувствительности измерительных устройств и сложной структуры многофазного течения в ГС. Изменение агрегатного состояния флюидов вдоль ГС сопровождается изменением их скорости движения [47-49]. Для повышения точности замеров требуется применение измерительных приборов с распределённым расположением датчиков в поперечном сечении ГС (Рисунок 2.15).

Несмотря на то, что приток локализован шириной трещиной, в большинстве случаев объёмный расход флюида, проходящего через неё, не велик. В подобных условиях для повышения информативности замеров локального притока жидкости необходимо существенное повышение чувствительности как механических, так и термокондуктивных расходомеров

(высококчувствительной аппаратуры с датчиками, распределёнными по сечению ствола типа FSI).

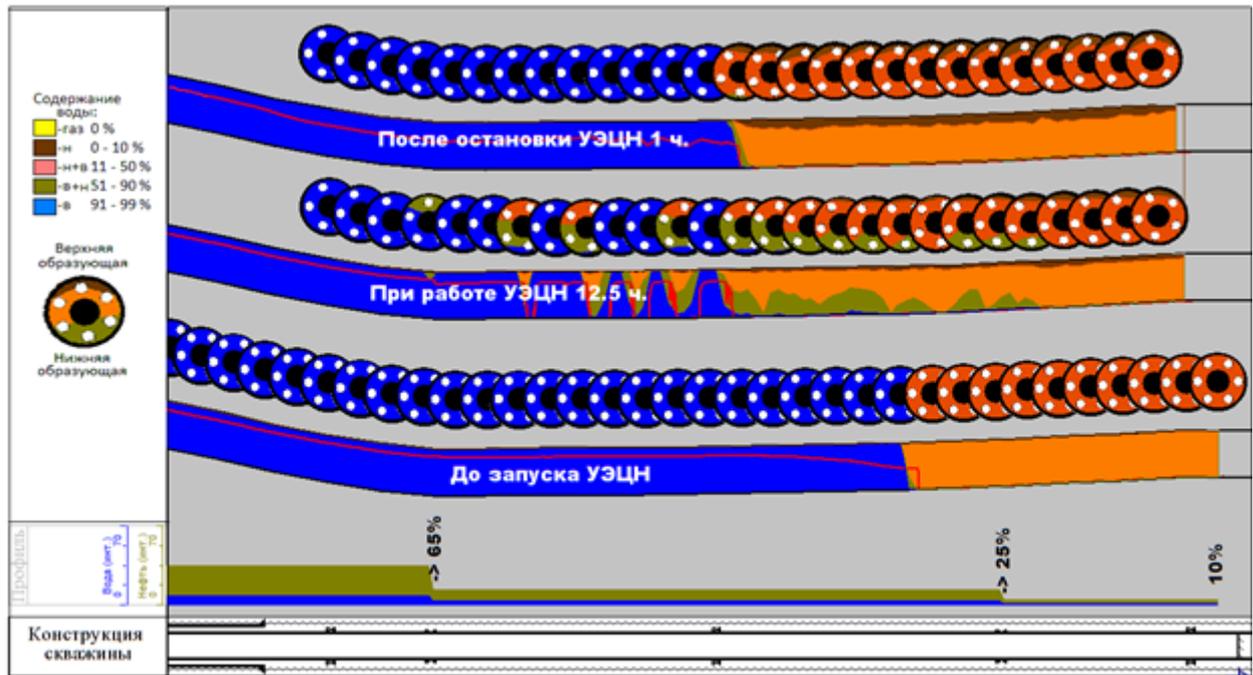


Рисунок 2.15 – Распределение состава флюида в поперечном сечении действующей ГС с нижним перегибом в «пятке». Носок ГС заполнен неподвижной нефтью

Другим подходом к повышению информативности замеров при интерпретации данных ПГИ является использование математического моделирования сложной структуры многофазного течения в горизонтальном стволе скважины. В одномерной постановке все задачи моделирования течения многофазного потока в ГС с МГРП условно можно разделить на два типа – прямые и обратные.

Постановка прямой задачи: необходимо определить распределение давления $P(x)$, температуры $T(x)$, расхода смеси $Q(x)$, объёмных содержаний нефти $\alpha_o(x)$, воды $\alpha_w(x)$, газа $\alpha_g(x)$, и режим течения в каждой точке скважины, если известны притоки фаз Q_{oj} , Q_{wj} и Q_{gj} из каждого порта, а также значения давления P_j и температуры T_j , с которыми они поступают в скважину (Рисунок 1.16).

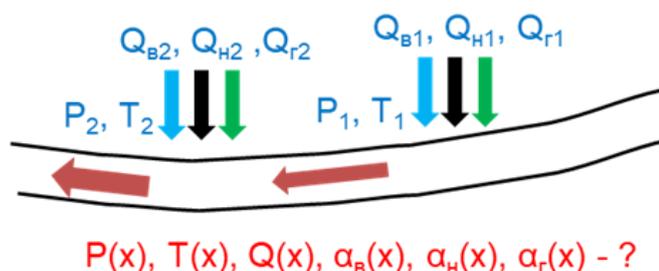


Рисунок 2.16 – Постановка прямой задачи

Постановка обратной задачи: необходимо определить притоки из каждого порта нефти Q_{oj} , воды Q_{wj} и газа Q_{gj} , давления P_j и температуры T_j флюидов, если известны распределения давления $P(x)$ (замеренного манометром), температуры $T(x)$ (замеренной термометром), расхода смеси $Q(x)$ (пересчитанного из показаний механического расходомера, либо шумомера, термоанемометра, нормированных на устьевой замер дебита), объёмных содержаний нефти $\alpha_o(x)$, воды $\alpha_w(x)$, газа $\alpha_g(x)$ (пересчитанных из показаний ризистивиметра, влагомера, датчика газа) в каждой точке ствола скважины, замеренные на одном или нескольких режимах работы скважины (Рисунок 1.17).

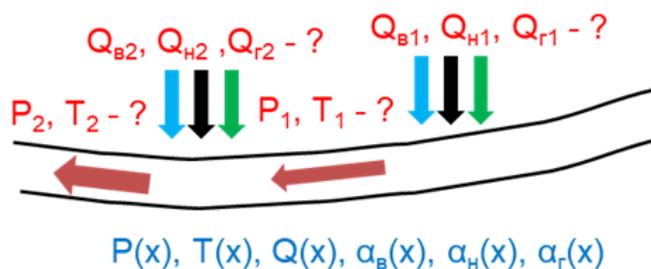


Рисунок 2.17 – Постановка обратной задачи

Именно в решении обратной задачи заключается суть технологии интерпретации ПГИ для ГС с МГРП для уточнения определения величины притока флюида из каждой поперечной трещины. Таким образом, логично предположить, что чем точнее будет расчёт продольных градиентов давления и температуры многофазного потока в горизонтальном стволе скважины, тем

адекватнее будет интерпретация данных ПГИ для ГС с МГРП. Анализ опыта проведения ПГИ в ГС с МГРП в ПАО «НК «Роснефть» показал, что в ГС чаще всего компонентный состав флюида – это вода+нефть (Рисунок 2.18).

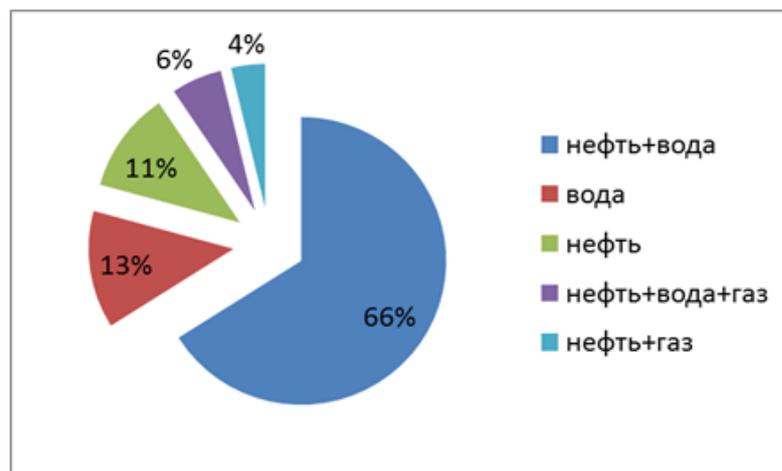


Рисунок 2.18 – Распределение по составу флюида в ГС на основе анализа опыта проведения ПГИ в ГС с МГРП в ПАО «НК «Роснефть»

Разработанные математические модели для прогноза структуры и расчёта продольных градиентов давления и температуры для водонефтяного течения в ГС [50] предназначены для использования в программном модуле корпоративного ПО «Петролог» (Рисунок 2.19) по интерпретации данных ПГИ для ГС с МГРП.

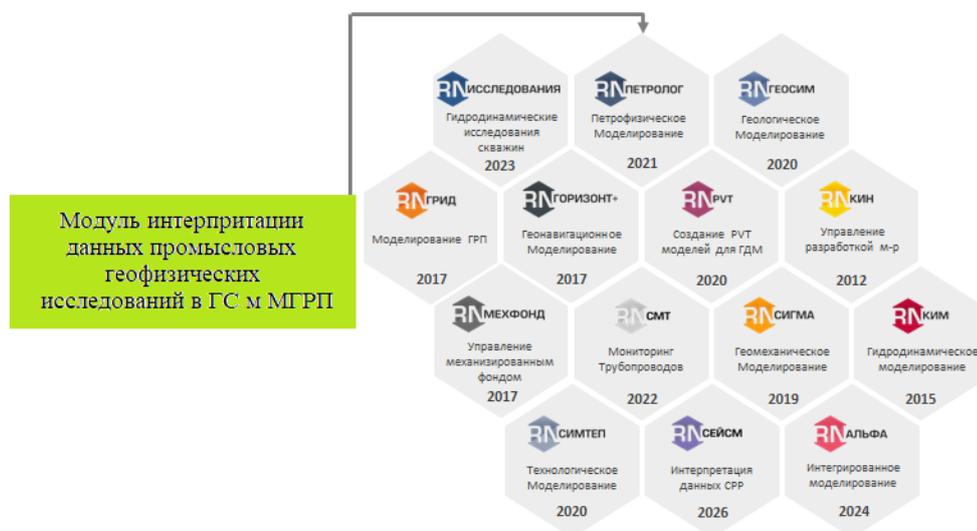
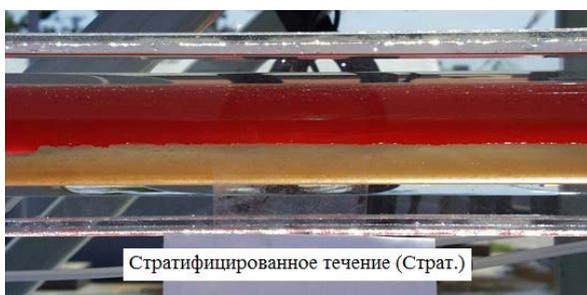


Рисунок 2.19 – Корпоративное прикладное ПО, разработанное и планируемое к разработке

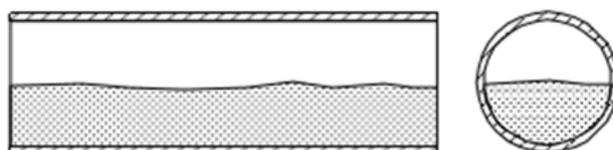
2.2.1 Разработка критериев для прогнозирования водонефтяной структуры течения в горизонтальных скважинах

В лабораторном комплексе университета г. Тулса штата Оклахома США на основе экспериментальных исследований J.L. Trallero [51], проводимых для анализа возможных водонефтяных структур течения в горизонтальных и наклонных трубопроводах, из множества возможных структур течения были выделены следующие шесть основных режимов течения:



Стратифицированное течение (Страт.)

Стратифицированное течение (Страт.)

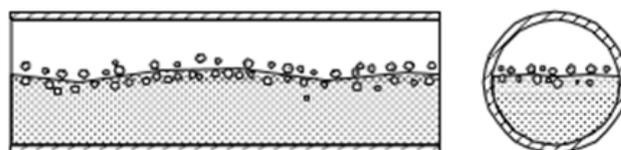


- а) Стратифицированный режим течения водонефтяной смеси (приведённая скорость нефти 0,025 м/с, воды 0,025 м/с)



Стратифицированное течение с перемешиванием на границе компонентов (Страт. и перемеш.)

Стратифицированное течение с перемешиванием на границе компонентов (Страт. и перемеш.)

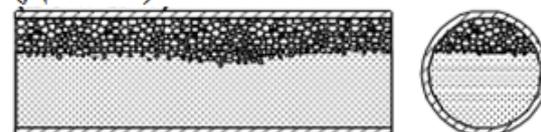


- б) Стратифицированный с перемешиваем на границе раздела фаз режим течения водонефтяной смеси (приведённая скорость нефти 0,1 м/с, воды 0,4 м/с)



Дисперсный нефть в воде и вода (Дн/в и в)

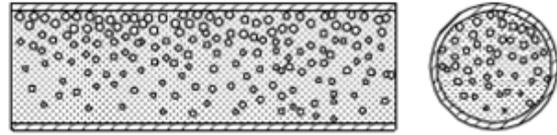
Дисперсный нефть в воде и вода (Дн/в и в)



в) Верхний слой: дисперсный нефть в воде; нижний слой: вода (приведённая скорость нефти 0,1 м/с, воды 1 м/с)



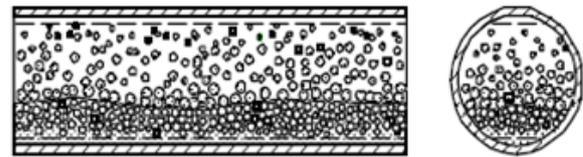
Дисперсный нефть в воде (Дн/в)



г) Дисперсный режим течения (эмульсия нефть в воде) (приведённая скорость нефти 0,2 м/с, воды 1,75 м/с)



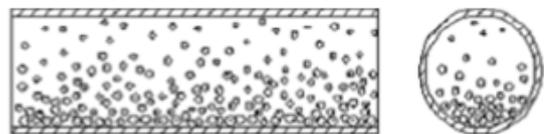
Дисперсный вода в нефти и нефть в воде (Дв/н и Дн/в)



д) Дисперсные режимы течения (вода в нефти и нефть в воде) (скорость нефти 1,0 м/с; воды 1,0 м/с)



Дисперсный вода в нефти (Дв/н)



е) Дисперсный режим течения – вода в нефти (эмульсия) (скорость нефти 1,75 м/с; воды 0,025 м/с)

Рисунок 2.20 – Фотографии и принципиальные схемы режимов течения вода-нефть, полученные J.L. Trallero

Для водонефтяных структур течения, приведённых на Рисунке 2.20, предлагаются следующие подходы к математическому описанию критериев

перехода от одного режима течения к другому. Критерий перехода от стратифицированного течения к стратифицированному с перемешиванием на границе раздела вода-нефть можно получить из решения задачи в постановке Г. Гельмгольца (H. Helmholtz, 1868) и У. Кельвина (W. Kelvin, 1871) для оценки устойчивости на границе контакта двух движущихся и несмешивающихся жидкостей. Для получения критериев перехода между различными дисперсными водонефтяными течениями можно воспользоваться уравнениями баланса между гравитационными и турбулентными силами, действующими на глобулы нефти в воде или глобулы воды в нефти.

Согласно предложенной классификации, стратифицированный (Страт.) и стратифицированный с некоторым перемешиванием на границе фаз (Страт. и перемеш.) потоки относятся к отдельным режимам течения. Перемешанные течения включают в себя: эмульсионные течения, такие как нефть в воде (н/в) и вода в нефти (в/н), и капельные режимы течения, у которых одна из фаз распределена в другой в виде мелких или крупных глобул с радиальным градиентом концентрации или без него.

Переход от стратифицированного к нестратифицированному режиму течения широко изучен для случая жидкость-газ (*Barnea & Taitel*) [52-55] и (*Brauner & Maron*) [56-59]. Отправной точкой этих исследований является так называемая двухжидкостная модель, трактующая процесс расслоения двух жидкостей так, как если бы каждая фаза двигалась в собственном канале внутри трубы. Модель включает в себя уравнения неразрывности и уравнения количества движения, для каждой фазы образуя систему из четырёх дифференциальных уравнений. Модель требует замыкающих соотношений для расчёта касательных напряжений на границе раздела фаз τ_i , которые могут состоять из двух частей: $\tau_i = \tau_i^0 + \tau_s$. τ_i^0 применимо для условий, когда на межфазной границе отсутствует волнообразование. Влияние волновых эффектов учитывается слагаемым касательного напряжения τ_s .

Межфазный анализ Кельвина и Гельмгольца (КГ), согласно данным работы [24], состоит из двух направлений: вязкостный анализ КГ (ВКГ), в котором двухжидкостная модель учитывает наличие касательных напряжений, и теория КГ для идеального течения (ИКГ), в которой касательными напряжениями пренебрегают. Появление неустойчивости по ВКГ автор данного исследования ассоциирует с переходом от стратифицированного к стратифицированному с перемешиванием компонент на границе фаз водонефтяного течения.

Основные уравнения двухжидкостной модели течения водонефтяной смеси

Для получения критерия, характеризующего границу перехода от стратифицированного течения к стратифицированному с перемешиванием на границе раздела фаз вода-нефть, схематизируем расчётную задачу. Предположим что имеем дело с двухслойным течением, у которого нижней слой воды имеет толщину h_w и плотность ρ_w и движется со скоростью u_w , а верхний слой нефти имеет толщину $h_o = D - h_w$, плотность ρ_o и скорость движения u_o (Рисунок 2.21).

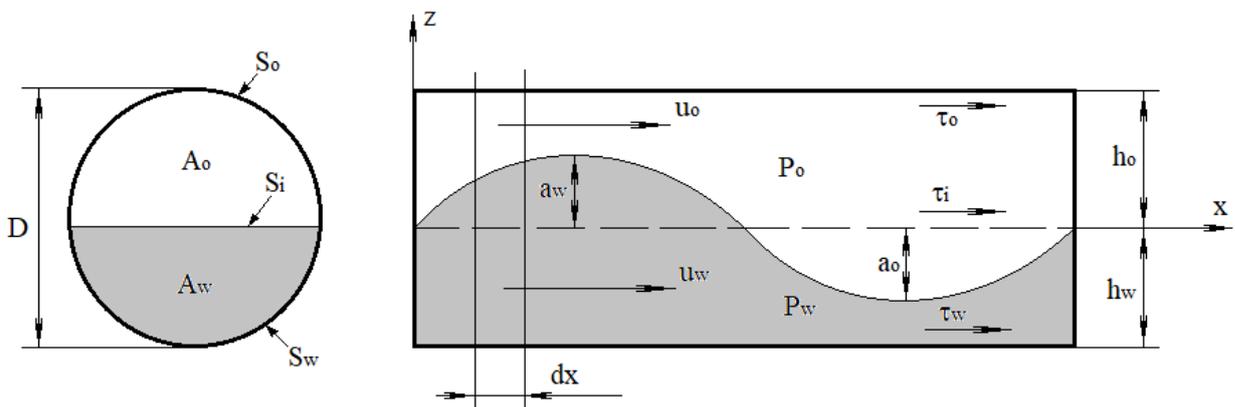


Рисунок 2.21 – Расчётная схема стратифицированного водонефтяного течения в горизонтальном трубопроводе

На границе раздела вода-нефть могут распространяться гравитационные волны, возникновение которых обусловлено действием силы тяжести.

Рассмотрим их устойчивость для различных скоростей течения воды и нефти при расслоенной структуре течения.

На первом этапе расчёта будем считать межфазную границу стратифицированного течения горизонтальной, и площади поперечного сечения трубы, занятые водой (A_w) и нефтью (A_o), постоянными ($\frac{\partial A_w}{\partial x} \rightarrow 0$ и $\frac{\partial A_o}{\partial x} \rightarrow 0$). Затем, с ростом межфазной скорости проскальзывания на границе раздела фаз, могут возникать малые поперечные возмущения. Из-за отсутствия информации о природе межфазных волновых возмущений в уравнения неразрывности и движения в общем виде введём дополнительную величину $z = h_w(x, t)$.

Двухфазное течение водонефтяной смеси подчиняется основным законам гидромеханики [60]. Для математического описания стратифицированного течения вода-нефть воспользуемся двухжидкостной моделью и запишем уравнения неразрывности и количества движения отдельно для слоёв воды и нефти. Для получения уравнения неразрывности рассмотрим объёмы воды и нефти между двумя плоскостями поперечного сечения канала, находящимися на расстоянии dx друг от друга. За единицу времени через одну плоскость пройдёт масса жидкости равная $(\rho_i A_i u_i)_x$, а через другую, равная $(\rho_i A_i u_i)_{x+dx}$. Поэтому масса жидкости (воды или нефти) изменится на

$$(\rho_i A_i u_i)_{x+dx} - (\rho_i A_i u_i)_x = \rho_i \frac{\partial (A_i u_i)}{\partial x} dx.$$

Если считать жидкости несжимаемыми, то это изменение может произойти лишь за счёт изменения их уровня. Изменение массы жидкости между рассматриваемыми плоскостями за единицу времени можно записать как

$$\rho_i \frac{\partial A_i}{\partial t} dx.$$

Следовательно, можно написать:

$$\rho_i \frac{\partial A_i}{\partial t} dx = -\rho_i \frac{\partial(A_i u_i)}{\partial x} dx$$

или

$$\rho_i \frac{\partial A_i}{\partial t} + \rho_i \frac{\partial(A_i u_i)}{\partial x} = 0,$$

где $i=w$ – для слоя воды;

$i=o$ – для слоя нефти.

Тогда уравнения массового расхода для стратифицированного течения воды и нефти будут иметь вид

$$\rho_w \frac{\partial A_w}{\partial t} + \rho_w \frac{\partial(A_w u_w)}{\partial x} = 0 \quad (2.42)$$

и

$$\rho_o \frac{\partial A_o}{\partial t} + \rho_o \frac{\partial(A_o u_o)}{\partial x} = 0. \quad (2.43)$$

Принимая во внимание, что площади поперечного сечения трубы занятые водой и нефтью являются функциями толщины слоя воды $A_w = A_w(h_w)$ и $A_o = A_o(h_w)$, можно частные производные из уравнений (2.42) и (2.43) преобразовать к виду

$$\frac{\partial A_w}{\partial t} = \frac{\partial A_w}{\partial h_w} \frac{\partial h_w}{\partial t} = A_w' \frac{\partial h_w}{\partial t}; \quad (2.44)$$

$$\frac{\partial A_w}{\partial x} = \frac{\partial A_w}{\partial h_w} \frac{\partial h_w}{\partial x} = A_w' \frac{\partial h_w}{\partial x}; \quad (2.45)$$

$$\frac{\partial A_o}{\partial t} = \frac{\partial(A - A_w)}{\partial h_w} \frac{\partial h_w}{\partial t} = -A_w' \frac{\partial h_w}{\partial t}; \quad (2.46)$$

$$\frac{\partial A_o}{\partial x} = \frac{\partial(A - A_w)}{\partial h_w} \frac{\partial h_w}{\partial x} = -A_w' \frac{\partial h_w}{\partial x}. \quad (2.47)$$

Подставив преобразования (2.44) – (2.47) в уравнения (2.42) и (2.43), получим окончательный вид уравнений неразрывности для стратифицированного течения

$$\frac{\partial h_w}{\partial t} + u_w \frac{\partial h_w}{\partial x} + \frac{A_w}{A'_w} \frac{\partial u_w}{\partial x} = 0 \quad (2.48)$$

и

$$\frac{\partial h_w}{\partial t} + u_o \frac{\partial h_w}{\partial x} - \frac{A_o}{A'_w} \frac{\partial u_o}{\partial x} = 0, \quad (2.49)$$

где $A'_w = dA_w / dh_w$.

Уравнения сохранения количества движения для обеих фаз в общем виде представим в виде

$$\rho_w A_w \frac{\partial u_w}{\partial t} + \psi_w \rho_w A_w \frac{\partial u_w^2}{\partial x} = -\tau_w S_w + \tau_i S_i - A_w \frac{\partial P_w}{\partial x} \quad (2.50)$$

и

$$\rho_o A_o \frac{\partial u_o}{\partial t} + \psi_o \rho_o A_o \frac{\partial u_o^2}{\partial x} = -\tau_o S_o - \tau_i S_i - A_o \frac{\partial P_o}{\partial x}, \quad (2.51)$$

Поскольку предполагается, что амплитуда волны на границе раздела фаз мала, то давление каждой фазы можно записать как $P_i = P_{0i} + g \rho_i (h_w - z)$. Подставив это выражение в уравнения (2.50) и (2.51) при условии, что $z=0$, получим

$$\rho_w A_w \frac{\partial u_w}{\partial t} + \psi_w \rho_w A_w \frac{\partial u_w^2}{\partial x} = -\tau_w S_w + \tau_i S_i - A_w \frac{\partial P_{0w}}{\partial x} - A_w \rho_w g \frac{\partial h_w}{\partial x} \quad (2.52)$$

и

$$\rho_o A_o \frac{\partial u_o}{\partial t} + \psi_o \rho_o A_o \frac{\partial u_o^2}{\partial x} = -\tau_o S_o - \tau_i S_i - A_o \frac{\partial P_{0o}}{\partial x} - A_o \rho_o g \frac{\partial h_w}{\partial x}, \quad (2.53)$$

где геометрические параметры трубопровода, выраженные через высоту слоя воды, имеют вид

$$A_w = D^2 / 4 \left[\pi - \arccos\left(\frac{2h_w}{D} - 1\right) + \left(\frac{2h_w}{D} - 1\right) \sqrt{1 - \left(\frac{2h_w}{D} - 1\right)^2} \right];$$

$$A_o = D^2 / 4 \left[\arccos\left(\frac{2h_w}{D} - 1\right) - \left(\frac{2h_w}{D} - 1\right) \sqrt{1 - \left(\frac{2h_w}{D} - 1\right)^2} \right];$$

$$A'_w = \frac{\partial A_w}{\partial h} = D \sqrt{1 - \left(\frac{2h_w}{D} - 1\right)^2}; \quad S_w = D \left[\pi - \arccos\left(\frac{2h_w}{D} - 1\right) \right];$$

$$S_i = D\sqrt{1 - \left(\frac{2h_w}{D} - 1\right)^2}; S_o = D\arccos\left(\frac{2h_w}{D} - 1\right),$$

где D – внутренний диаметр трубопровода.

Безразмерные коэффициенты Кориолиса, учитывающие неравномерность распределения скорости, определяются как

$$\psi_w = \frac{1}{A_w u_w^3} \int_0^{A_w} u_w^3(y) dA_w; \psi_o = \frac{1}{A_o u_o^3} \int_0^{A_o} u_o^3(y) dA_o, \quad (2.54)$$

где $u_w(y), u_o(y)$ – поперечные профили скорости воды и нефти.

Касательные напряжения на стенке трубы для воды и нефти τ_w, τ_o , выраженные через соответствующие коэффициенты гидравлического трения f_w, f_o имеют вид

$$\tau_w = f_w \frac{\rho_w u_w |u_w|}{2}, f_w = \xi \left(\frac{D_w u_w \rho_w}{\mu_w} \right)^{-\eta}; \quad (2.55)$$

$$\tau_o = f_o \frac{\rho_o u_o |u_o|}{2}, f_o = \xi \left(\frac{D_o u_o \rho_o}{\mu_o} \right)^{-\eta}, \quad (2.56)$$

где коэффициенты ξ и показатель степени η – эмпирические константы, равные 0,046 и 0,2 для турбулентного течения и 16 и 1,0 для ламинарного, соответственно.

Расчёты чисел Рейнольдса, соответствующих воде и нефти, основаны на понятии гидравлических диаметров

$$D_w = \frac{4A_w}{S_w + S_i}; D_o = \frac{4A_o}{S_o} \text{ для } u_w > u_o; \quad (2.57)$$

$$D_w = \frac{4A_w}{S_w}; D_o = \frac{4A_o}{S_o + S_i} \text{ для } u_w < u_o. \quad (2.58)$$

В данной работе касательное напряжение на границе фаз определяются как [51]

$$\tau_i = \tau_i^0 + \tau_s, \quad (2.59)$$

где

$$\tau_i^0 = f_i \rho_f \frac{(u_w - u_o)|u_w - u_o|}{2}; f_i = \xi \left[\left(\frac{S_i}{\pi} \right) \frac{\rho u}{\mu} \right] = \xi \text{Re}_i^{-\eta};$$

$$\rho_f, u, \rho, \mu = \begin{cases} \rho_w, u_w, \rho_w, \mu_w & \text{если } u_w > u_o; \\ \rho_o, u_o, \rho_o, \mu_o & u_w < u_o; \end{cases}$$

$$\tau_s = \rho_f (u_w - u_o)^2 C_s \frac{\partial h_w}{\partial x}, C_s > 0. \quad (2.60)$$

В уравнении (2.59) касательное напряжение τ_i^0 учитывает лишь межфазное трение вдоль периметра S_i , когда граница раздела фаз горизонтальная (гладкая). Волновые эффекты на границе фаз учитываются через касательное напряжение τ_s , где параметр C_s характеризует нестабильность волнового течения и определяется экспериментально. Волновая нестабильность не проявляется лишь тогда, когда $h_w/D \rightarrow 1$ или $h_w/D \rightarrow 0$ из-за демпфирующего эффекта стенки трубы. Поэтому выражение (2.59) применимо для толщин слоя воды в диапазоне $0,2 < h_w/D < 0,8$.

Если считать, что коэффициенты Кориолиса равны единице, то после вычитания из уравнения (2.52) уравнения (2.53) и подстановки уравнения (2.60), получим

$$\rho_w \frac{\partial u_w}{\partial t} - \rho_o \frac{\partial u_o}{\partial t} + \rho_w u_w \frac{\partial u_w}{\partial x} - \rho_o u_o \frac{\partial u_o}{\partial x} + (\rho_w - \rho_o) g \frac{\partial h_w}{\partial x} +$$

$$+ \frac{\tau_w S_w}{A_w} - \frac{\tau_o S_o}{A_o} - \tau_i^0 S_i \left(\frac{1}{A_w} + \frac{1}{A_o} \right) - \rho_f (u_w - u_o)^2 C_s S_i \left(\frac{1}{A_w} + \frac{1}{A_o} \right) \frac{\partial h_w}{\partial x} = 0 \quad (2.61)$$

или с учётом уравнений неразрывности (2.48) и (2.49) будем иметь

$$\rho_w \frac{\partial u_w}{\partial t} - \rho_o \frac{\partial u_o}{\partial t} - \rho_w u_w \left[\frac{A_w'}{A_w} \left(\frac{\partial h_w}{\partial t} + u_w \frac{\partial h_w}{\partial x} \right) \right] - \rho_o u_o \left[\frac{A_w'}{A_o} \left(\frac{\partial h_w}{\partial t} + u_o \frac{\partial h_w}{\partial x} \right) \right] + L \frac{\partial h_w}{\partial x} = F, \quad (2.62)$$

где

$$L = (\rho_w - \rho_o) g - \rho_f (u_w - u_o)^2 C_s S_i \left(\frac{1}{A_w} + \frac{1}{A_o} \right); \quad (2.63)$$

$$F = -\frac{f_w \rho_w u_w |u_w| S_w}{2A_w} + \frac{f_o \rho_o u_o |u_o| S_o}{2A_o} + \frac{1}{2} f_i \rho_f (u_w - u_o) |u_w - u_o| S_i \left(\frac{1}{A_w} + \frac{1}{A_o} \right). \quad (2.64)$$

Метод прогнозирования стратифицированного двухжидкостного горизонтального течения вода-нефть

Дифференциальное уравнение (2.62) является нелинейным, поэтому для исследования на устойчивость требуется его линеаризовать. Если в уравнении (2.62) в качестве начального равновесного состояния взять точку с координатами $\bar{u}_w, \bar{u}_o, \bar{h}_w$, соответствующими стратифицированному течению, в которой выполняются следующие условия

$$\frac{\partial \bar{h}_w}{\partial x} = 0, \frac{\partial \bar{u}_w}{\partial x} = 0, \frac{\partial \bar{u}_o}{\partial x} = 0, \frac{\partial \bar{A}_w}{\partial x} = 0, \frac{\partial \bar{A}_o}{\partial x} = 0,$$

то, согласно гипотезе о малости отклонений координат, можно применить методы линеаризации, основанные на разложении в ряд по степеням малых отклонений. В процессе функционирования системы двухфазного течения имеют место отклонения $\hat{u}_w, \hat{u}_o, \hat{h}_w$. Так как эти отклонения малы, то в основе описания линеаризованного динамического процесса лежат соотношения

$$u_w = \bar{u}_w + \hat{u}_w; \quad \frac{\partial u_w}{\partial t} = \frac{\partial \hat{u}_w}{\partial t};$$

$$u_o = \bar{u}_o + \hat{u}_o; \quad \frac{\partial u_o}{\partial t} = \frac{\partial \hat{u}_o}{\partial t}; \quad (2.65)$$

$$h_w = \bar{h}_w + \hat{h}_w; \quad \frac{\partial h_w}{\partial t} = \frac{\partial \hat{h}_w}{\partial t}; \quad \frac{\partial h_w}{\partial x} = \frac{\partial \hat{h}_w}{\partial x},$$

где $\hat{u}_w / \bar{u}_w, \hat{u}_o / \bar{u}_o, \hat{h}_w / \bar{h}_w \ll 1$.

Для линеаризации правой части уравнения (2.62), соответствующей развитому стратифицированному потоку $F(u_w, u_o, h_w)$, воспользуемся разложением нелинейной функции в ряд Тэйлора с последующим отбрасыванием нелинейных членов разложения

$$F(u_w, u_o, h_w) = F(\bar{u}_w, \bar{u}_o, \bar{h}_w) + \left(\frac{\partial F}{\partial \bar{h}_w} \right)_{\bar{u}_w, \bar{u}_o} \hat{h}_w + \left(\frac{\partial F}{\partial \bar{u}_w} \right)_{\bar{u}_o, \bar{h}_w} \hat{u}_w + \left(\frac{\partial F}{\partial \bar{u}_o} \right)_{\bar{u}_w, \bar{h}_w} \hat{u}_o, \quad (2.66)$$

где $F(\bar{u}_w, \bar{u}_o, \bar{h}_w) = 0$ для стратифицированного течения.

После линеаризации уравнение (2.62) примет вид

$$\begin{aligned} & \rho_w \frac{\partial \hat{u}_w}{\partial t} - \rho_o \frac{\partial \hat{u}_o}{\partial t} - \rho_w \bar{u}_w \left[\frac{\bar{S}_i}{\bar{A}_w} \left(\frac{\partial \hat{h}_w}{\partial t} + \bar{u}_w \frac{\partial \hat{h}_w}{\partial x} \right) \right] - \rho_o \bar{u}_o \left[\frac{\bar{S}_i}{\bar{A}_o} \left(\frac{\partial \hat{h}_w}{\partial t} + \bar{u}_o \frac{\partial \hat{h}_w}{\partial x} \right) \right] + \bar{L} \frac{\partial \hat{h}_w}{\partial x} = \\ & = \left(\frac{\partial F}{\partial \bar{h}_w} \right)_{\bar{u}_w, \bar{u}_o} \hat{h}_w + \left(\frac{\partial F}{\partial \bar{u}_w} \right)_{\bar{u}_o, \bar{h}_w} \hat{u}_w + \left(\frac{\partial F}{\partial \bar{u}_o} \right)_{\bar{u}_w, \bar{h}_w} \hat{u}_o \end{aligned} \quad (2.67)$$

Для того чтобы избавиться от возмущений скорости \hat{u}_w, \hat{u}_o продифференцируем уравнение (2.67) по x , и подставляя $\bar{A}_w = A\bar{R}_w$ и $\bar{A}_o = A\bar{R}_o$, получим

$$\begin{aligned} & \rho_w \frac{\partial \hat{u}_w}{\partial x \partial t} - \rho_o \frac{\partial \hat{u}_o}{\partial x \partial t} - \frac{\bar{S}_i}{A} \left[\frac{\rho_w \bar{u}_w^2}{R_w} + \frac{\rho_o \bar{u}_o^2}{R_o} - \frac{A}{A'} \bar{L} \right] \frac{\partial^2 \hat{h}_w}{\partial x^2} - \frac{2\bar{S}_i}{A} \left[\frac{\rho_w \bar{u}_w}{R_w} + \frac{\rho_o \bar{u}_o}{R_o} \right] \frac{\partial^2 \hat{h}_w}{\partial x \partial t} - \\ & - \frac{\bar{S}_i}{A} \left[\frac{\rho_w}{R_w} + \frac{\rho_o}{R_o} \right] \frac{\partial^2 \hat{h}_w}{\partial t^2} = \left[\left(\frac{\partial F}{\partial \bar{h}_w} \right)_{U_w, U_o} \frac{\partial \hat{h}}{\partial x} + \left(\frac{\partial F}{\partial \bar{u}_w} \right)_{U_o, h_w} \frac{\partial \hat{u}_w}{\partial x} + \left(\frac{\partial F}{\partial \bar{u}_o} \right)_{U_w, h_w} \frac{\partial \hat{u}_o}{\partial x} \right] \end{aligned} \quad (2.68)$$

или

$$\begin{aligned} & \frac{A}{\bar{S}_i} \left(\rho_o \frac{\partial \hat{u}_o}{\partial x \partial t} - \rho_w \frac{\partial \hat{u}_w}{\partial x \partial t} \right) + \left[\frac{\rho_w \bar{u}_w^2}{R_w} + \frac{\rho_o \bar{u}_o^2}{R_o} - \frac{A}{\bar{S}_i} \bar{L} \right] \frac{\partial^2 \hat{h}_w}{\partial x^2} + 2 \left[\frac{\rho_w \bar{u}_w}{R_w} + \frac{\rho_o \bar{u}_o}{R_o} \right] \frac{\partial^2 \hat{h}_w}{\partial x \partial t} + \\ & \left[\frac{\rho_w}{R_w} + \frac{\rho_o}{R_o} \right] \frac{\partial^2 \hat{h}_w}{\partial t^2} = \left[-\frac{A}{\bar{S}_i} \left(\frac{\partial F}{\partial \bar{h}_w} \right)_{U_w, U_o} + \frac{\bar{u}_w}{R_w} \left(\frac{\partial F}{\partial \bar{u}_w} \right)_{U_o, h_w} - \frac{\bar{u}_o}{R_o} \left(\frac{\partial F}{\partial \bar{u}_o} \right)_{U_w, h_w} \right] \frac{\partial \hat{h}_w}{\partial x} + \\ & + \left[-\frac{1}{R_o} \left(\frac{\partial F}{\partial \bar{u}_o} \right)_{U_w, h_w} + \frac{1}{R_w} \left(\frac{\partial F}{\partial \bar{u}_w} \right)_{U_o, h_w} \right] \frac{\partial \hat{h}_w}{\partial t}, \end{aligned} \quad (2.69)$$

где R_w, R_o – истинные объёмные содержания воды и нефти, соответственно.

Распишем значения производных от F из уравнения (3.28) как

$$\begin{aligned} & -\frac{1}{R_o} \left(\frac{\partial F}{\partial \bar{u}_o} \right)_{\bar{u}_w, h_w} + \frac{1}{R_w} \left(\frac{\partial F}{\partial \bar{u}_w} \right)_{\bar{u}_o, h_w} = -\frac{1}{R_o} \left[\frac{f_o \rho_o \bar{u}_o \bar{S}_o}{A_o} - f_i \rho_f (\bar{u}_w - \bar{u}_o) \bar{S}_i \left(\frac{1}{A_o} + \frac{1}{A_w} \right) \right] + \\ & + \frac{1}{R_w} \left[-\frac{f_w \rho_w \bar{u}_w \bar{S}_w}{A_w} + f_i \rho_f (\bar{u}_w - \bar{u}_o) \bar{S}_i \left(\frac{1}{A_o} + \frac{1}{A_w} \right) \right]; \end{aligned} \quad (2.70)$$

$$\begin{aligned}
& -\frac{A}{\bar{S}_i} \left(\frac{\partial F}{\partial \bar{h}_w} \right)_{\bar{u}_w, \bar{u}_o} + \frac{\bar{u}_w}{\bar{R}_w} \left(\frac{\partial F}{\partial \bar{u}_w} \right)_{\bar{u}_o, h_w} - \frac{\bar{u}_o}{\bar{R}_o} \left(\frac{\partial F}{\partial \bar{u}_o} \right)_{\bar{u}_w, h_w} = -\frac{A}{\bar{S}_i} \left[\frac{f_w \rho_w \bar{u}_w^2}{\bar{A}_w} \left(\frac{\bar{S}_i \bar{S}_w}{2\bar{A}_w} - \frac{D}{\bar{S}_i} \right) + \right. \\
& + \frac{f_o \rho_o \bar{u}_o^2}{\bar{A}_o} \left(\frac{\bar{S}_i \bar{S}_o}{2\bar{A}_o} - \frac{D}{\bar{S}_i} \right) + \frac{1}{2} f_i \rho_f (\bar{u}_w - \bar{u}_o)^2 \left(\bar{S}_i' \left(\frac{1}{\bar{A}_o} + \frac{1}{\bar{A}_w} \right) + \bar{S}_i^2 \left(\frac{1}{\bar{A}_o^2} - \frac{1}{\bar{A}_w^2} \right) \right) \left. \right] + \\
& + \frac{\bar{u}_w}{\bar{R}_w} \left[-\frac{f_w \rho_w \bar{u}_w \bar{S}_w}{\bar{A}_w} + f_i \rho_f (\bar{u}_w - \bar{u}_o) \bar{S}_i \left(\frac{1}{\bar{A}_o} + \frac{1}{\bar{A}_w} \right) \right] - \\
& - \frac{\bar{u}_o}{\bar{R}_o} \left[\frac{f_o \rho_o \bar{u}_o \bar{S}_o}{\bar{A}_o} - f_i \rho_f (\bar{u}_w - \bar{u}_o) \bar{S}_i \left(\frac{1}{\bar{A}_o} + \frac{1}{\bar{A}_w} \right) \right], \tag{2.71}
\end{aligned}$$

где $\bar{S}_i = D \sqrt{1 - \left(\frac{2\bar{h}_w}{D} - 1 \right)^2}$; $\bar{A}_o = D^2 / 4 \left[\arccos\left(\frac{2\bar{h}_w}{D} - 1 \right) - \left(\frac{2\bar{h}_w}{D} - 1 \right) \sqrt{1 - \left(\frac{2\bar{h}_w}{D} - 1 \right)^2} \right]$;

$$\bar{A}_w = D^2 / 4 \left[\pi - \arccos\left(\frac{2\bar{h}_w}{D} - 1 \right) + \left(\frac{2\bar{h}_w}{D} - 1 \right) \sqrt{1 - \left(\frac{2\bar{h}_w}{D} - 1 \right)^2} \right];$$

$$\bar{S}_w = D \left[\pi - \arccos\left(\frac{2\bar{h}_w}{D} - 1 \right) \right]; \bar{S}_o = D \arccos\left(\frac{2\bar{h}_w}{D} - 1 \right); \bar{S}_i' = \frac{\partial \bar{S}_i}{\partial \bar{h}_w} = -\frac{2 \left(\frac{2\bar{h}_w}{D} - 1 \right)}{\sqrt{1 - \left(\frac{2\bar{h}_w}{D} - 1 \right)^2}}.$$

Для оценки возмущающего воздействия рассмотрим случай возникновения на разделе фаз длинной волны, при котором $kh_w \ll 1, kh_o \ll 1$ или $h_w \ll \lambda, h_o \ll \lambda$. Допустим, что в этом случае на стратифицированное течение воды и нефти накладывается линейное волновое движение монохромной волны с потенциалом скорости для нефти и воды в виде

$$\varphi_o = \frac{a_o ch(k(z - D + \bar{h}_w))}{sh(k(-D + \bar{h}_w))} e^{i(\omega t - kx)} + \bar{u}_o x; \tag{2.72}$$

$$\varphi_w = \frac{a_w ch(k(z + \bar{h}_w))}{sh(k\bar{h}_w)} e^{i(\omega t - kx)} + \bar{u}_w x, \tag{2.73}$$

где a_w и a_o – амплитуды монохромной волны, определяемые толщиной слоя воды и нефти.

Поскольку скорость распространения внутренних волн мала, она оказывается сравнима со скоростями в слое воды и нефти. Для анализа влияния скоростей течения воды и нефти рассмотрим двухслойную схему, считая, что при $z = 0$ нижний и верхний слои двигаются со скоростями

$$u_w = \frac{\partial \varphi_w}{\partial x} = \bar{u}_w + \hat{u}_w = \bar{u}_w - ik \frac{a_w ch(k\bar{h}_w)}{sh(k\bar{h}_w)} e^{i(\omega t - kx)}; \quad (2.74)$$

$$u_o = \frac{\partial \varphi_o}{\partial x} = \bar{u}_o + \hat{u}_o = \bar{u}_o - ik \frac{a_o ch(k(\bar{h}_w - D))}{sh(k(\bar{h}_w - D))} e^{i(\omega t - kx)}. \quad (2.75)$$

С ростом глубины от поверхности раздела фаз скорость волнового движения частиц убывает, причём характер убывания определяется параметрами $kh_w, k(\bar{h}_w - D)$ для воды и нефти, соответственно. С уменьшением длины волны волновое возмущение всё менее проникает в глубину слоя воды и нефти.

Заменяя в уравнении (2.69) возмущённый уровень воды выражением для монохроматической волны в виде

$$\hat{h}_w = a_w e^{i(\omega t - kx)} \quad (2.76)$$

и частные производные скорости волнового движения выражениями

$$\frac{\partial^2 \hat{u}_w}{\partial x \partial t} = i^3 \omega k^2 a_w \frac{ch(k\bar{h}_w)}{sh(k\bar{h}_w)} e^{i(\omega t - kx)}; \quad (2.77)$$

$$\frac{\partial^2 \hat{u}_o}{\partial x \partial t} = i^3 \omega k^2 a_o \frac{ch(k(\bar{h}_w - D))}{sh(k(\bar{h}_w - D))} e^{i(\omega t - kx)} \quad (2.78)$$

получим

$$a_1 i \omega k^2 e^{i(\omega t - kx)} - a_2 k^2 e^{i(\omega t - kx)} + a_3 \omega k e^{i(\omega t - kx)} - \omega^2 e^{i(\omega t - kx)} = -a_4 i k e^{i(\omega t - kx)} + a_5 i \omega e^{i(\omega t - kx)}$$

или

$$\frac{\omega^2}{k^2} - 2a_3 \frac{\omega}{k} + a_2 - \frac{a_4}{k} i - (a_1 - \frac{a_5}{k^2}) \omega i = 0, \quad (2.79)$$

где $a_1 = \frac{A}{\rho \bar{S}_i} [\rho_w \frac{ch(k\bar{h}_w)}{sh(k\bar{h}_w)} - \rho_o \frac{a_o}{a_w} \frac{ch(k(\bar{h}_w - D))}{sh(k(\bar{h}_w - D))}]$;

$$a_2 = \frac{1}{\rho} \left\{ \frac{\rho_w \bar{u}_w^2}{\bar{R}_w} + \frac{\rho_o \bar{u}_o^2}{\bar{R}_o} - \frac{A}{\bar{S}_i} [(\rho_w - \rho_o)g - \rho_f (\bar{u}_w - \bar{u}_o)^2 C_s S_i \left(\frac{1}{\bar{A}_w} + \frac{1}{\bar{A}_o} \right)] \right\};$$

$$a_3 = \frac{1}{\rho} \left[\frac{\rho_w \bar{u}_w}{\bar{R}_w} + \frac{\rho_o \bar{u}_o}{\bar{R}_o} \right];$$

$$a_4 = \frac{1}{\rho} \left[-\frac{A}{\bar{S}_i} \left(\frac{\partial F}{\partial \bar{h}_w} \right)_{\bar{u}_w, \bar{u}_o} + \frac{\bar{u}_w}{\bar{R}_w} \left(\frac{\partial F}{\partial \bar{u}_w} \right)_{\bar{u}_o, h_w} - \frac{\bar{u}_o}{\bar{R}_o} \left(\frac{\partial F}{\partial \bar{u}_o} \right)_{\bar{u}_w, h_w} \right];$$

$$a_5 = \frac{1}{\rho} \left[-\frac{1}{\bar{R}_o} \left(\frac{\partial F}{\partial \bar{u}_o} \right)_{\bar{u}_w, h_w} + \frac{1}{\bar{R}_w} \left(\frac{\partial F}{\partial \bar{u}_w} \right)_{\bar{u}_o, h_w} \right];$$

$$\rho = \frac{\rho_w}{\bar{R}_w} + \frac{\rho_o}{\bar{R}_o}.$$

Для определения амплитуд внутренней волны воспользуемся условием на границе раздела фаз $P_o = P_w$ ($z = 0$)

$$\rho_w \frac{\partial \varphi_w}{\partial t} + \rho_w g \hat{h}_w = \rho_o \frac{\partial \varphi_o}{\partial t} + \rho_o g \hat{h}_w$$

или

$$\hat{h}_w = \frac{1}{g(\rho_w - \rho_o)} \left(\rho_o \frac{\partial \varphi_o}{\partial t} - \rho_w \frac{\partial \varphi_w}{\partial t} \right). \quad (2.80)$$

Кроме того, вертикальные составляющие скорости на границе фаз у обеих жидкостей должны быть равны $W_z = \frac{\partial \varphi_o}{\partial z} = \frac{\partial \varphi_w}{\partial z}$. Подставляя сюда

уравнение (2.80) получим

$$\frac{\partial \hat{h}_w}{\partial t} = \frac{\partial \varphi_o}{\partial z} = \frac{\partial \varphi_w}{\partial z} = \frac{1}{g(\rho_w - \rho_o)} \left(\rho_o \frac{\partial^2 \varphi_o}{\partial t^2} - \rho_w \frac{\partial^2 \varphi_w}{\partial t^2} \right). \quad (2.81)$$

Подставляя уравнения (2.72) и (2.73) в уравнения (2.80) и (2.81) получим два однородных линейных уравнения для a_o и a_w , тогда

$$\frac{a_o}{a_w} = \frac{\rho_w ch(k\bar{h}_w)}{\rho_o ch(k(\bar{h}_w - D))}. \quad (2.82)$$

Вводя в уравнение (2.79) $\omega = \omega_R + i\omega_I$, и приравнявая действительную и мнимую части уравнения к нулю, получим

$$\frac{\omega_R^2}{k^2} - 2a_3 \frac{\omega_R}{k} + a_2 = 0 \quad \text{— (для действительной части);} \quad (2.83)$$

$$(a_1 - \frac{a_5}{k^2})\omega_I + \frac{a_4}{k} = 0 \quad \text{— (для мнимой части).} \quad (2.84)$$

В квазистационарной постановке уравнение (2.79) нестабильно, когда мнимая часть отрицательна, это приводит к экспоненциальному росту уровня воды \hat{h}_w . Когда мнимая часть положительна, межфазная граница стабильна, когда равна нулю, нейтрально стабильна. Из уравнения (2.84) можно получить выражение фазовой скорости C_v при возникновении неустойчивости волнового течения

$$C_v = \frac{\omega_I}{k} = \frac{a_4}{a_5 - a_1 k^2} =$$

$$= \frac{-\frac{A}{S_i} \left(\frac{\partial F}{\partial \bar{h}_w} \right)_{\bar{u}_w, \bar{u}_o} + \frac{\bar{u}_w}{R_w} \left(\frac{\partial F}{\partial \bar{u}_w} \right)_{\bar{u}_o, \bar{h}_w} - \frac{\bar{u}_o}{R_o} \left(\frac{\partial F}{\partial \bar{u}_o} \right)_{\bar{u}_w, \bar{h}_w}}{\left[-\frac{1}{R_o} \left(\frac{\partial F}{\partial \bar{u}_o} \right)_{\bar{u}_w, \bar{h}_w} + \frac{1}{R_w} \left(\frac{\partial F}{\partial \bar{u}_w} \right)_{\bar{u}_o, \bar{h}_w} \right] - k^2 \frac{A}{S_i} \left[\rho_w \frac{ch(k\bar{h}_w)}{sh(k\bar{h}_w)} - \rho_o \frac{a_o}{a_w} \frac{ch(k(\bar{h}_w - D))}{sh(k(\bar{h}_w - D))} \right]} \quad (2.85)$$

Критерий стабильности стратифицированного течения вода-нефть можно получить, поставив уравнения (2.85) в (2.83) в виде

$$(C_v - a_3)^2 + (a_2 - a_3^2) < 0. \quad (2.86)$$

Фактор нестабильности снижается когда $(C_v - a_3)^2 \geq 0$. В противном случае получаем два сопряжённых решения для ω_I . При отрицательном значении ω_I течение нестабильно. В этом случае критическая скорость определяется как

$$C_{iv} = a_3 = \frac{\rho_w \bar{u}_w \bar{R}_o + \rho_o \bar{u}_o \bar{R}_w}{\rho_w \bar{R}_o + \rho_o \bar{R}_w}. \quad (2.87)$$

Окончательный вид критерия стабильности стратифицированного течения (уравнение (2.86) можно представить в виде:

$$(C_v - C_{iv})^2 + \frac{1}{\rho} \left\{ \frac{\rho_w \bar{u}_w^2}{\bar{R}_w} + \frac{\rho_o \bar{u}_o^2}{\bar{R}_o} - \frac{A}{\bar{S}_i} [(\rho_w - \rho_o)g - \rho_f (\bar{u}_w - \bar{u}_o)^2 C_s S_i \left(\frac{1}{\bar{A}_w} + \frac{1}{\bar{A}_o} \right)] \right\} - \frac{1}{\rho^2} \left[\frac{\rho_w \bar{u}_w}{\bar{R}_w} + \frac{\rho_o \bar{u}_o}{\bar{R}_o} \right]^2 < 0. \quad (2.88)$$

В процессе адаптации уравнения (2.88) под экспериментальные данные был получен эмпирический коэффициент, характеризующий нестабильность волнового течения в виде [61,62]

$$C_s = 15,895V_{so} + 0,4211, \quad (2.89)$$

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

На Рисунке 2.22 приведено сравнение границ перехода от стратифицированного режима течения к стратифицированному с перемешиванием и от стратифицированного с перемешиванием к дисперсному нефть в воде и воде, полученных экспериментально в работе [51], с расчётной зависимостью (2.88).

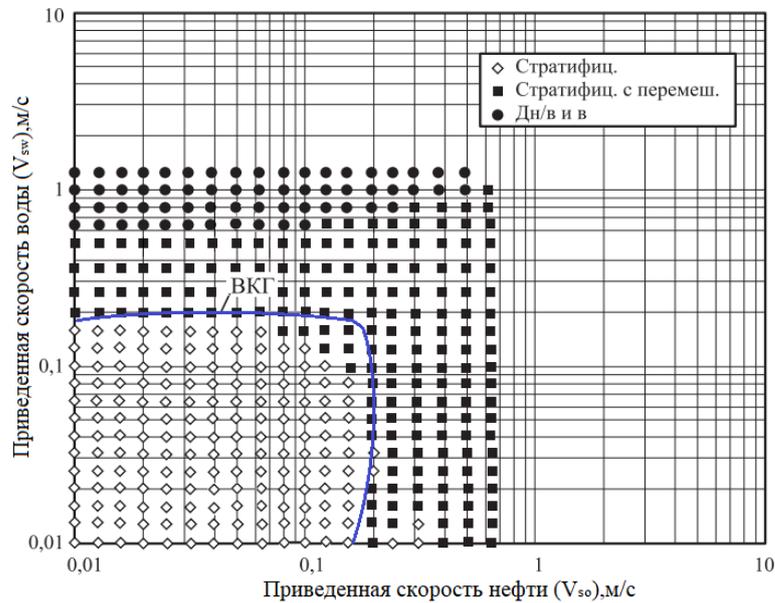


Рисунок 2.22 – Сравнение результатов расчёта по разработанной модели для горизонтального течения $\beta = 0^\circ$ с экспериментальными данными [51] ($D = 0,072$ м; $\rho_o = 759$ кг/м³; $\rho_w = 1020$ кг/м³; $\sigma_{ow} = 0,021$ Н/м; $\bar{h}_w = 0,17$; $\mu_o = 0,0166$ Пас; $\mu_w = 0,001$ Пас; C_s определяется по уравнению (2.89)

Метод прогнозирования дисперсных режимов течения водонефтяной смеси в горизонтальных трубопроводах

Для дисперсного течения в качестве непрерывной среды может быть либо вода, либо нефть, исключением является случай, когда обе фазы одновременно находятся в дисперсном состоянии (Дв/н и дн/в). Начало диспергирования той или иной фазы связано с появлением неустойчивости течения по Кельвину-Гельмгольцу. Размер глобул стабилизируется под действием вязких сил дисперсной фазы и измельчается в результате турбулентных пульсаций непрерывной среды. Следовательно, можно предположить, что механистическая модель, построенная на основе решения уравнения баланса гравитационных и турбулентных сил, действующих на глобулы воды и нефти, способна прогнозировать дисперсную структуру водонефтяного течения.

Силу тяжести, действующую на сферическую глобулу диаметром δ , можно определить как

$$F_g = \frac{4}{3} \pi \left(\frac{\delta}{2} \right)^3 |\rho_c - \rho_d| g \quad (2.90)$$

и соответствующую турбулентную силу определить, как

$$F_T = \frac{1}{2} \rho_c \bar{u}'^2 \frac{\pi}{4} \delta^2 = \frac{\pi}{8} \rho_c u_*^2 \delta^2 = \frac{\pi}{16} \rho_c u_c^2 f_c \delta^2, \quad (2.91)$$

где u' – турбулентная пульсация скорости, которая оценивается среднеквадратичным значением $u_* = u_c \sqrt{f_c / 2}$ (Levich 1962) [63].

Индексы «с» и «d» соответствуют непрерывной и разрывной фазам, соответственно.

Таким образом, условие существования дисперсного режима течения можно записать как

$$F_T > F_g \quad (2.92)$$

или

$$u_c \geq u_{TV} = \sqrt{\frac{8}{3} \delta \frac{|\rho_c - \rho_d|}{f_c \rho_c} g \cos \beta}, \quad (2.93)$$

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

Используя корреляцию *Hinze* (1955) [64] определим стабильный диаметр глобулы при дисперсном режиме течения

$$\delta_{\max} = 0,73 \left[\frac{\sigma_{ow}}{\rho_c} \right]^{3/5} \left[\frac{2u_c^3}{D} f_c \right]^{-2/5}, \quad (2.94)$$

Модель дробления по *Hinze* применима лишь для разрежённого дисперсного режима. В реальном течении водонефтяной смеси размеры глобул в значительной степени определяются как явлениями дробления, так и коалисценции. Согласно данным работы [51], в качестве параметра, учитывающего явление коалисценции глобул, можно использовать объёмное содержание воды, C_w . Тогда максимальный диаметр стабильной глобулы можно определить, как

$$\delta_{\max}^* = \delta_{\max} (nC_w^m). \quad (2.95)$$

Численные значения n и m были получены путём анализа экспериментальных исследований [51]. В Таблице 2.1 приведены модифицированные формулы [51] для расчёта критической скорости на границе дисперсных режимов течения и максимального диаметра стабильной глобулы [61,62]. В Таблице 2.2 приведены условия перехода режимов течения водонефтяной смеси.

Таблица 2.1 – Корреляции для расчёта критических скоростей на границе режимов течения

Критическая скорость на границе режима течения	Максимальный диаметр стабильной глобулы
$U_{wmH} = \sqrt{\frac{8}{3} \delta_{\max 1}^* \frac{ \rho_w - \rho_o }{f_m \rho_w} g \cos \beta}$	$\delta_{\max 1}^* = 0,73 \left(\frac{\sigma_{ow}}{\rho_m} \right)^{3/5} \left(\frac{2f_m V_m^3}{D} \right)^{-2/5} (2C_w^{-1,5}),$ <p>где $f_m = 0,046 \left(\frac{\rho_w V_m D}{\mu_w} \right)^{-0,2}$; $V_m = V_{sw} + V_{so}$; $\rho_m = \rho_w C_w + \rho_o (1 - C_w)$; $C_w = V_{sw} / V_m$;</p>
$U_{wwH} = \sqrt{\frac{8}{3} \delta_{\max 2}^* \frac{ \rho_w - \rho_o }{f_w \rho_w} g \cos \beta}$	$\delta_{\max 2}^* = 0,73 \left(\frac{\sigma_{ow}}{\rho_w} \right)^{3/5} \left(\frac{2f_w \bar{U}_w^3}{D} \right)^{-2/5} (0,05C_w^{-5,5})$ <p>,</p> <p>где $f_w = 0,046 \left(\frac{\rho_w \bar{U}_w D}{\mu_w} \right)^{-0,2}$; $\bar{U}_w = V_{sw} / R_w$;</p>
$U_{ooH} = \sqrt{\frac{8}{3} \delta_{\max 3}^* \frac{ \rho_o - \rho_w }{f_o \rho_o} g \cos \beta}$	$\delta_{\max 3}^* = 0,73 \left(\frac{\sigma_{ow}}{\rho_o} \right)^{3/5} \left(\frac{2f_o \bar{U}_o^3}{D} \right)^{-2/5} (0,6C_w^0),$ <p>где $f_o = 0,046 \left(\frac{\rho_o \bar{U}_o D}{\mu_o} \right)^{-0,2}$; $\bar{U}_o = V_{so} / R_o$;</p>
$U_{omH} = \sqrt{\frac{8}{3} \delta_{\max 4}^* \frac{ \rho_o - \rho_w }{f_m \rho_o} g \cos \beta}$	$\delta_{\max 4}^* = 0,73 \left(\frac{\sigma_{ow}}{\rho_m} \right)^{3/5} \left(\frac{2f_m V_m^3}{D} \right)^{-2/5} (74,4C_w^{1,832})$ <p>,</p> <p>где $f_m = 0,046 \left(\frac{\rho_o V_m D}{\mu_o} \right)^{-0,2}$; $V_m = V_{sw} + V_{so}$;</p>

Таблица 2.2 – Критерии изменения структуры течения водонефтяной смеси

Расслоенные режимы течения	
Стратифицированное	ВКГ
Стратифицированное и с перемешиванием	$V_{so} < U_{ooH}$ и $V_{sw} < U_{wwH}$
Дисперсные режимы течения	
Дн/в и вода	$V_{so} < U_{ooH}$ и $V_{sw} < U_{wmH}$ и $V_{sw} > U_{wwH}$
Нефть/вода	$V_{so} < U_{ooH}$ и $V_{sw} > U_{wmH}$
Дв/н и Дн/в	$V_{so} > U_{ooH}$ и $V_{sw} < U_{wmH}$
Вода/нефть	$V_{so} > U_{ooH}$ и $V_{so} > U_{omH}$

На Рисунке 2.23 приведены расчётные и экспериментальные границы структур водонефтяного течения [51].

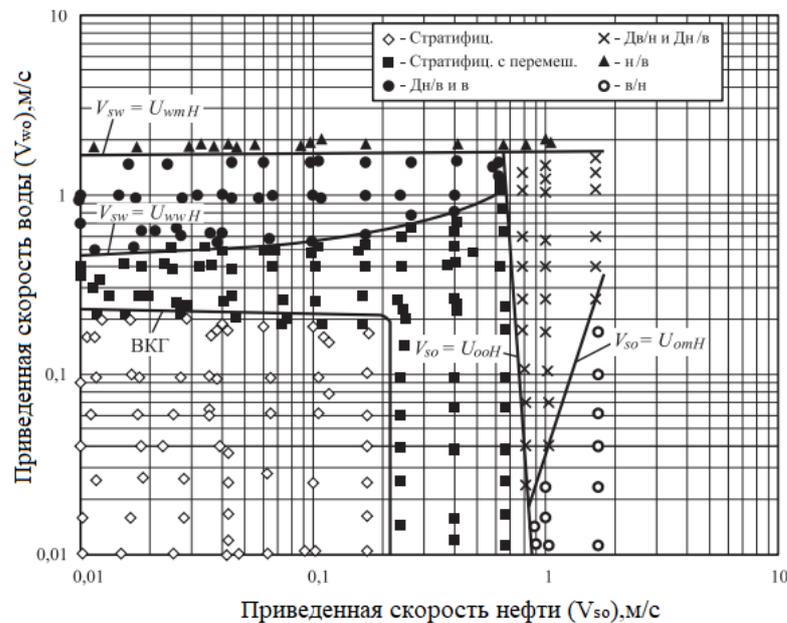


Рисунок 2.23 – Границы структур водонефтяного течения, полученные расчётным и экспериментальным путём [49] ($D = 0,072$ м; $\mu_o / \mu_w = 29,6$;

$$\rho_o / \rho_w = 0,85; \sigma_{ow} = 36 \times 10^{-3} \text{ Н/м})$$

2.2.2 Математическое моделирование термобарических параметров водонефтяных течений в горизонтальных скважинах

Данные различных исследователей о количестве возможных структур течения вода-нефть в трубопроводе существенно разнятся. В одних источниках (Oglesby 1979) [65] говорится о 14 структурах течения вода-нефть, наблюдаемых в лабораторных условиях, в других (Russell 1959 [66], Malinowsky 1975) [67] о трёх-четырёх. В данной работе, рассмотрим подходы к гидравлическому расчёту 6-ти различных структур течения вода-нефть, исследованных в работе (Trallero 1995) [51]. Условно эти шесть структур течения можно разделить на расслоенные и дисперсные. На Рисунке 2.24 показаны виды рассматриваемых структур течения водонефтяной смеси, относящиеся к расслоенным течениям, а на Рисунке 2.25 – к дисперсным (гомогенным) течениям.

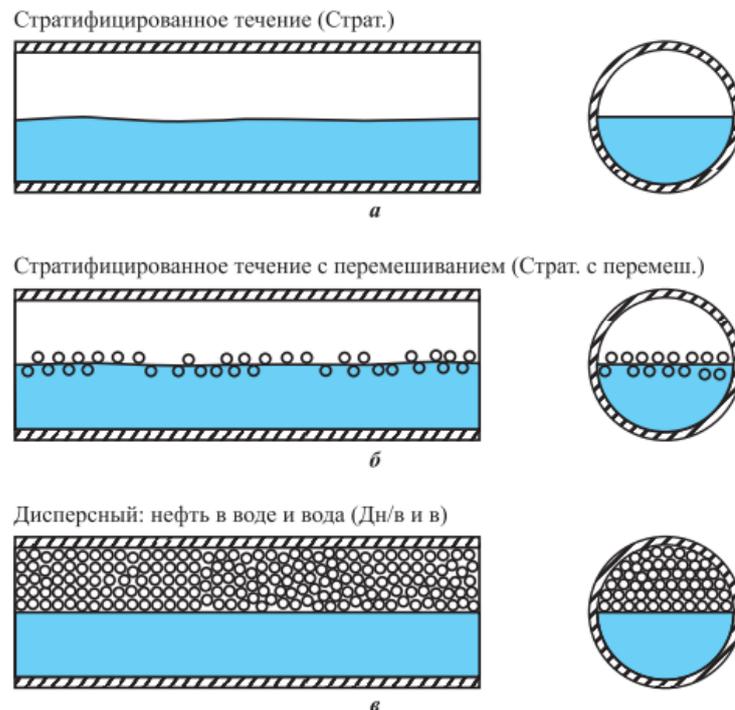


Рисунок 2.24 – Режимы течения водонефтяной смеси, имеющие расслоенную структуру

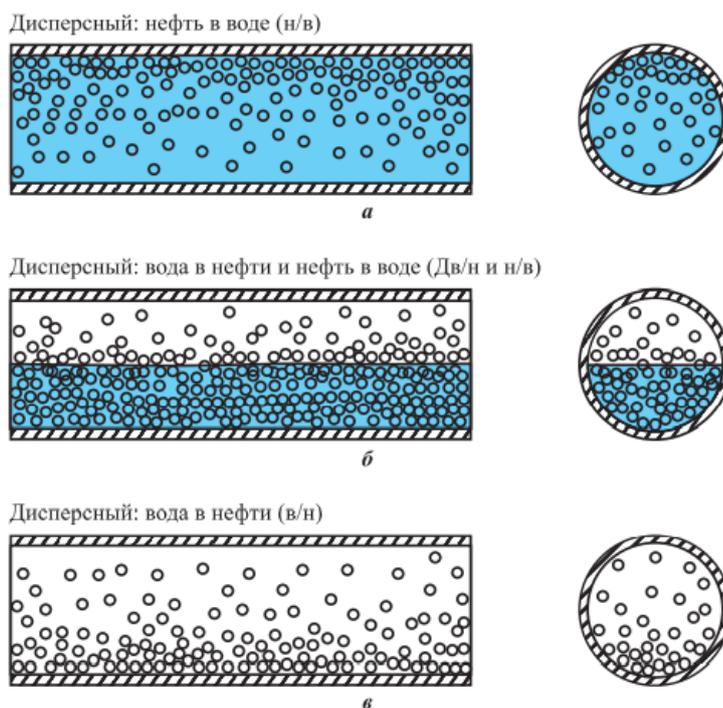


Рисунок 2.25 – Режимы течения водонефтяной смеси, имеющие дисперсную структуру

При составлении математических моделей расслоенных водонефтяных структур (Рисунок 2.24) были приняты следующие допущения:

– для стратифицированного течения: структура течения состоит из двух не перемешивающихся слоёв воды и нефти. Задача поставлена в одномерной постановке, поэтому профили скорости приняты равномерными, касательные напряжения присутствуют лишь вдоль стенок трубы и на границе раздела вода-нефть, скорости движения воды и нефти не равны между собой, продольные градиенты давления в слоях воды и нефти одинаковые;

– для стратифицированного течения с перемешиванием на границе раздела вода-нефть: структура течения состоит из двух слоёв воды и нефти, на границе которых имеет место частичное перемешивание с образованием глобул нефти и воды.

Задача также поставлена в одномерной постановке, поэтому профили скорости жидких компонентов приняты равномерными, касательные напряжения присутствуют лишь вдоль стенок трубы и на границе раздела

вода-нефть, скорости движения воды и нефти не равны между собой, продольный градиент давления воды эквивалентен градиенту давления в слое нефти. Корреляция для расчёта касательных напряжений на границе вода-нефть учитывает разность скоростей воды и нефти, а также параметр, учитывающий волновую нестабильность;

– для течения дисперсная нефть и вода: структура течения состоит из двух слоев. Верхний слой – дисперсная нефть в воде. Нижний слой – вода. Скорости движения слоёв не равны между собой, продольный градиент давления в нижнем слое воды эквивалентен градиенту давления в верхнем дисперсном слое. Плотность и вязкость дисперсного слоя определяются как [62,68]

$$\rho_{ow} = C'_w \rho_w + (1 - C'_w) \rho_o; \quad (2.96)$$

$$\mu_{ow} = C'_w \mu_w + (1 - C'_w) \mu_o, \quad (2.97)$$

где $C'_w = \frac{U_{wmH}}{U_{wmH} + V_{so}}$ – истинное объёмное содержание воды в дисперсном слое н/в;

U_{wmH} – приведённая скорость воды на границе слоёв;

V_{so} – приведённая скорость нефти;

μ_o, μ_w – динамическая вязкость нефти и воды, соответственно;

ρ_o, ρ_w – плотности нефти и воды, соответственно.

Высоту нижнего слоя воды \bar{h}_w для расслоенной структуры течения определим из решения следующих уравнений сохранения количества движения:

– для воды

$$A_w \frac{dP}{dx} = -\tau_w S_w + \tau_i S_i + \rho_w A_w g \sin \beta; \quad (2.98)$$

– для нефти

$$A_o \frac{dP}{dx} = -\tau_o S_o - \tau_i S_i + \rho_o A_o g \sin \beta; \quad (2.99)$$

– для дисперсной смеси нефть в воде

$$A_{ow} \frac{dP}{dx} = -\tau_{ow} S_{ow} - \tau_i S_i + \rho_{ow} A_{ow} g \sin \beta. \quad (2.100)$$

Исходя из допущения об эквивалентности градиентов давления в слоях течения, разности уравнений (2.98) и (2.99), а также (2.98) и (2.100) равны

$$\tau_o \frac{S_o}{A_o} - \tau_w \frac{S_w}{A_w} + \tau_i S_i \left(\frac{1}{A_o} + \frac{1}{A_w} \right) + (\rho_w - \rho_o) g \sin \beta = 0; \quad (2.101)$$

$$\tau_{ow} \frac{S_{ow}}{A_{ow}} - \tau_w \frac{S_w}{A_w} + \tau_i S_i \left(\frac{1}{A_{ow}} + \frac{1}{A_w} \right) + (\rho_w - \rho_{ow}) g \sin \beta = 0, \quad (2.102)$$

где

$$\text{– для нефти: } \tau_o = f_o \frac{\rho_o u_o^2}{2}; \quad f_o = C \left(\frac{\rho_o D_o u_o}{\mu_o} \right)^{-n}; \quad (2.103)$$

$$\text{– для нефти в воде: } \tau_{ow} = f_{ow} \frac{\rho_{ow} u_{ow}^2}{2}; \quad f_{ow} = C \left(\frac{\rho_{ow} D_{ow} u_{ow}}{\mu_{ow}} \right)^{-n}; \quad (2.104)$$

$$\text{– для воды: } \tau_w = f_w \frac{\rho_w u_w^2}{2}; \quad f_w = C \left(\frac{\rho_w D_w u_w}{\mu_w} \right)^{-n}, \quad (2.105)$$

где $C = 16$, $n = 1$ – для числа Рейнольдса $Re < 2000$;

$C = 0,046$ $n = 0,2$ – для числа Рейнольдса $Re > 2000$;

u – действительная скорость.

Гидравлические диаметры в уравнениях (2.103) – (2.105) определяются как:

$$D_o = 4 \frac{A_o}{S_o + S_i}; \quad D_{ow} = 4 \frac{A_{ow}}{S_{ow} + S_i}; \quad D_w = 4 \frac{A_w}{S_w} \text{ если } u_o > u_w \text{ или } u_{ow} > u_w;$$

$$D_w = 4 \frac{A_w}{S_w + S_i}; \quad D_{ow} = 4 \frac{A_{ow}}{S_{ow}}; \quad D_o = 4 \frac{A_o}{S_o} \text{ если } u_o < u_w \text{ или } u_{ow} > u_w;$$

$$D_w = 4 \frac{A_w}{S_w}; \quad D_{ow} = 4 \frac{A_{ow}}{S_{ow}}; \quad D_o = 4 \frac{A_o}{S_o} \text{ если } u_o \cong u_w \text{ или } u_{ow} \cong u_w.$$

Касательные напряжения на границе жидких компонентов:

– для стратифицированного течения

$$\tau_i = f_i \frac{\rho_f (u_o - u_w) |u_o - u_w|}{2}; \quad (2.106)$$

– для стратифицированного с перемешиванием

$$\tau_i = f_i \frac{\rho_f (u_o - u_w) |u_o - u_w|}{2} + \rho_f (u_o - u_w) |u_o - u_w| C_h \frac{\partial h_w}{\partial x}; \quad (2.107)$$

– для дисперсного нефть в воде и воде

$$\tau_i = f_i \frac{\rho_f (u_{ow} - u_w) |u_{ow} - u_w|}{2} + \rho_f (u_{ow} - u_w) |u_{ow} - u_w| C_h \frac{\partial h_w}{\partial x}, \quad (2.108)$$

где $\rho_f = \rho_o; f_i = f_o$ если $u_o > u_w$;

$\rho_f = \rho_{ow}; f_i = f_{ow}$ если $u_{ow} > u_w$;

$\rho_f = \rho_w; f_i = f_w$ если $u_o < u_w$;

$$C_h \frac{\partial h_w}{\partial x} = 0,01.$$

Для расчёта геометрических параметров в уравнениях (2.101) и (2.102) воспользуемся выражениями, записанными через безразмерную толщину слоя воды в трубе \bar{h}_w

$$S_i = D \sqrt{1 - (2\bar{h}_w - 1)^2};$$

$$S_o = S_{ow} = D \arccos(2\bar{h}_w - 1); S_w = D(\pi - \arccos(2\bar{h}_w - 1));$$

$$A = \frac{\pi D^2}{4};$$

$$A_o = A_{ow} = \frac{D^2}{4} \left[\arccos(2\bar{h}_w - 1) - (2\bar{h}_w - 1) \sqrt{1 - (2\bar{h}_w - 1)^2} \right];$$

$$A_w = \frac{D^2}{4} \left[\pi - \arccos(2\bar{h}_w - 1) + (2\bar{h}_w - 1) \sqrt{1 - (2\bar{h}_w - 1)^2} \right], \quad (2.109)$$

где $\bar{h}_w = h_w / D$.

Зная площадь поперечного сечения трубы занятую водой, определим истинное объёмное содержание воды как

$$R_w = \frac{A_w}{A}. \quad (2.110)$$

Гидравлический расчёт расслоенного течения вода-нефть производится по уравнению (2.98), или через безразмерную толщину слоя воды \bar{h}_w , как

$$\frac{dP}{dx} = \frac{4(\tau_i \sqrt{1 - (2\bar{h}_w - 1)^2} - \tau_w (\pi - \arccos(2\bar{h}_w - 1)))}{D[\pi - \arccos(2\bar{h}_w - 1) + (2\bar{h}_w - 1)\sqrt{1 - (2\bar{h}_w - 1)^2}] + \rho_w g \sin \beta}, \quad (2.111)$$

Допущения, принятые при моделировании дисперсных водонефтяных структур, показанных на Рисунке 2.25:

– для дисперсного течения нефть в воде (дисперсного вода в нефти) течений: обе структуры течения дисперсные (гомогенные). Профили скорости приняты равномерными и одинаковыми для нефти и воды вдоль всего поперечного сечения трубы, касательные напряжения присутствуют лишь вдоль стенок трубы;

– для дисперсного течения нефть в воде и дисперсного вода в нефти: структура течения двухслойная (верхний слой – вода в нефти; нижний слой – нефть в воде). Профили скорости приняты равномерными и одинаковыми для нефти и воды вдоль всего поперечного сечения трубы, касательные напряжения присутствуют лишь вдоль стенок трубы.

Плотности дисперсных слоёв рассчитываются как

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

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

$$\rho_m = \rho_o (1 - C_w) + \rho_w C_w - \text{плотность смеси},$$

где $C'_w = \frac{U_{wmH}}{U_{wmH} + V_{so}}$ – объёмное содержание воды в слое н/в;

$C''_w = \frac{U_{omH}}{U_{omH} + V_{so}}$ – объёмное содержание воды в слое в/н;

$C_w = \frac{V_{sw}}{V_{sw} + V_{so}}$ – объёмное содержание воды в смеси, (2.112)

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

Для дисперсных режимов течения (н/в, в/н (Рисунок 2.25,а,в), истинное объёмное содержание воды в водонефтяной смеси будет определяться по уравнению (2.112), а продольный градиент давления как

$$\frac{dP}{dx} = \frac{4\tau_w}{D} + \rho_m g \sin \beta = \frac{0,092 \rho_m V_m^2 \left(\frac{D \rho_m V_m^2}{\mu_c} \right)^{-0,2}}{D} + \rho_m g \sin \beta, \quad (2.113)$$

где $V_m = V_{sc} + V_{sd}$ – скорость движения 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.

Толщины дисперсных слоев Дв/н и н/в определяются значениями приведённых скоростей воды и нефти (V_{sw}, V_{so}). Площадь проходного сечения слоя нефть в воде определяется из уравнения сохранения массы в виде

$$V_m A \rho_m = V_m (A - A_{ow}) \rho_{wo} + V_m A_{ow} \rho_{ow}. \quad (2.114)$$

Для режима течения Дв/н и Дн/в градиент давления определяется как

$$\frac{dP}{dx} = \frac{1}{2} \left(\tau_{ow} \frac{S_{ow}}{A_{ow}} + \tau_{wo} \frac{S_{wo}}{A_{wo}} - \rho_m g \sin \beta \right), \quad (2.115)$$

где $S_{wo} = D \arccos(2\bar{h}_{ow} - 1)$ – периметр для слоя в/н;

\bar{h}_{ow} – безразмерная толщина слоя нефть в воде;

$S_{ow} = D(\pi - \arccos(2\bar{h}_{ow} - 1))$ – периметр стенки для слоя н/в;

$A_{wo} = \frac{D^2}{4} \left[\arccos(2\bar{h}_{ow} - 1) - (2\bar{h}_{ow} - 1) \sqrt{1 - (2\bar{h}_{ow} - 1)^2} \right]$ – площадь слоя в/н;

$A_{ow} = \frac{D^2}{4} \left[\pi - \arccos(2\bar{h}_{ow} - 1) + (2\bar{h}_{ow} - 1) \sqrt{1 - (2\bar{h}_{ow} - 1)^2} \right]$ – площадь слоя н/в;

$\tau_{ow} = f_w \frac{\rho_{ow} V_m^2}{2}$; $f_{ow} = C \left(\frac{\rho_{ow} D_{ow} V_m}{\mu_w} \right)^{-n}$ – для нефти в воде;

$$\tau_{wo} = f_o \frac{\rho_{wo} V_m^2}{2}; f_{wo} = C \left(\frac{\rho_{wo} D_{wo} V_m}{\mu_o} \right)^{-n} \text{ – для воды в нефти;}$$

D_{ow}, D_{wo} – гидравлические диаметры слоёв нефть в воде и вода в нефти.

Прежде чем проводить расчёты объёмного содержания воды по уравнениям (2.110), (2.112) необходимо спрогнозировать структуру течения водонефтяной смеси. На Рисунке 2.26, а,б для предварительно определённых структур течения (при $V_{so}=0,1$ и $0,4$ м/с и приведённых скоростей воды в диапазоне $V_{sw}=0,01$ до $1,6$ м/с): стратифицированного, стратифицированного с перемешиванием, дисперсного нефть в воде и вода и дисперсного нефть в воде была рассчитана «кусочная» зависимость относительного объёмного содержания воды от приведённой скорости воды V_{sw} .

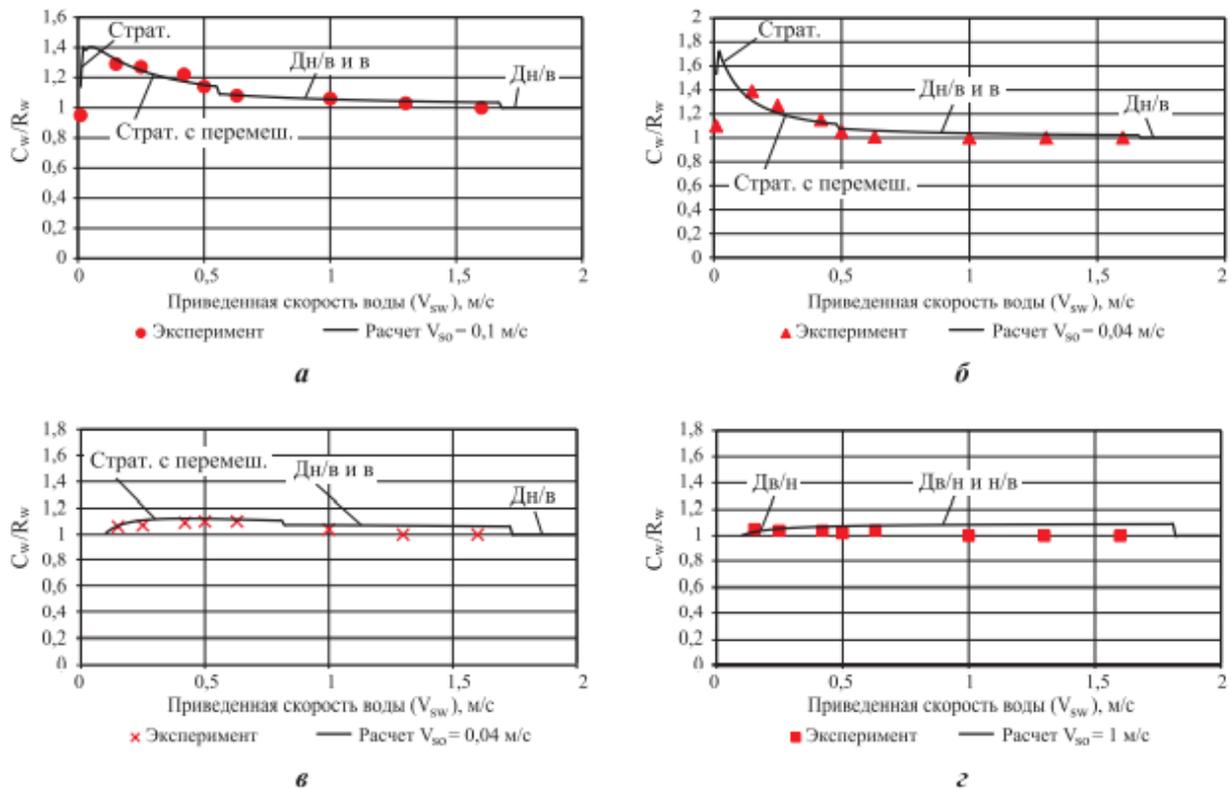


Рисунок 2.26 – Сопоставление экспериментальных данных [52] с расчётом относительного объёмного содержания воды в функции от приведённой скорости воды V_{sw}

На Рисунке 2.26,в для определённых структур течения (при $V_{so} = 0,04$ м/с и приведённых скоростей воды в диапазоне $V_{sw} = 0,01$ до $1,6$ м/с): стратифицированного с перемешиванием, дисперсного нефть в воде и вода и дисперсного нефть в воде, была рассчитана зависимость относительного объёмного содержания воды от приведённой скорости воды V_{sw} . На Рисунке 2.26 (г) для определённых структур течения (при $V_{so} = 1$ м/с и приведённых скоростей воды в диапазоне $V_{sw} = 0,01$ до $1,6$ м/с): дисперсного вода в нефти и дисперсного вода в нефти и нефть в воде, приведена полученная расчётная зависимость относительного объёмного содержания воды от приведённой скорости воды V_{sw} . Для оценки достоверности результатов, полученных по разработанным моделям, все расчётные зависимости сопоставлялись с экспериментальными данными [51].

На Рисунке 2.27 приведено сопоставление экспериментальных данных [51] с расчётом потерь напора по уравнениям (2.111) и (2.113) при заданных значениях приведённой скорости нефти $V_{so} = 0,1; 0,4; 1$ м/с.

Изменение в водонефтяной смеси приведённой скорости воды V_{sw} в диапазоне от $0,01$ до 2 м/с способствовало реализации следующих структур течения:

– для $V_{so} = 0,1$ м/с

$0,01 < V_{sw} < 0,2$ – стратифицированный (Страт.);

$0,2 < V_{sw} < 0,55$ – стратифицированный с перемешиванием (Страт. с перемеш.);

$0,55 < V_{sw} < 1,67$ – дисперсный нефть в воде и вода (Дв/н и в);

$1,67 < V_{sw} < 2$ – дисперсный нефть в воде (Дн/в);

– для $V_{so} = 0,4$ м/с

$0,01 < V_{sw} < 0,75$ – стратифицированный с перемешиванием (Страт. с перемеш.);

$0,75 < V_{sw} < 1$ – дисперсный нефть в воде и вода (Дв/н и в);

$1 < V_{sw} < 2$ – дисперсный нефть в воде (Дн/в);

– для $V_{so} = 1$ м/с

$0,01 < V_{sw} < 0,045$ – дисперсный вода в нефти (Дв/н);

$0,045 < V_{sw} < 0,97$ – дисперсный вода в нефти и дисперсный нефть в воде (Дв/н и Дн/в);

$0,97 < V_{sw} < 2$ – дисперсный нефть в воде (Дн/в).



Рисунок 2.27 – Сопоставление экспериментальных данных [51] с расчётом напора в функции от приведённой скорости воды (для трубы с $D = 0,05$ м; $L = 15,5$ м)

Механистический метод расчёта продольного градиента температуры при горизонтальном течении водонефтяной смеси

Моделирование теплопереноса основано на уравнении баланса энергии и анализе коэффициента теплоотдачи для различных структур течения газожидкостной смеси [69,70]. Исходными уравнениями являются уравнение изменения тепловой мощности при движении флюида в трубе в продольном

направлении и уравнение изменения тепловой мощности потока за счёт радиального отвода тепла в окружающую среду. Совместное решение этих уравнений для дисперсных водонефтяных течений типа «Дв/н» и «Дн/в», которые можно рассматривать как гомогенные, в которых отсутствует проскальзывание фаз вода-нефть, позволяет получить выражение для расчёта градиента температуры в направлении течения

$$\frac{\partial T_{\phi}}{\partial x} = - \frac{4U_m(T_{\phi} - T_n)}{D_1(\rho_w c_{Pw} V_{sw} + \rho_o c_{Po} V_{so})}, \quad (2.116)$$

где c_{Pw}, c_{Po} – удельные теплоёмкости воды и нефти, соответственно;

T_n – температура окружающей породы;

D_1 – внутренний диаметр трубы.

Суммарный локальный коэффициент теплоотдачи U_m от водонефтяной смеси к окружающей среде равен сумме термических сопротивлений: смеси, стенки трубы и окружающей породы в виде

$$U_m = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_m} + \frac{D_1}{2\lambda_{cm}} \ln \frac{D_2}{D_1} + \frac{D_1}{\alpha_n D_2}}, \quad (2.117)$$

где α_m – коэффициент внутренней конвективной теплоотдачи водонефтяной смеси;

α_n – коэффициент внешней конвективной теплоотдачи окружающей породы;

λ_{cm} – коэффициент теплопроводности стенки трубы.

Коэффициенты теплоотдачи от водонефтяной смеси к стенке трубопровода определяется как

$$\alpha_m = \frac{N_{Um} \lambda_m}{D_1}, \quad (2.118)$$

где $\lambda_m = \lambda_o(1 - C_w) + \lambda_w C_w$ – коэффициент теплопроводности водонефтяной смеси;

λ_o, λ_w – коэффициенты теплопроводности нефти и воды, соответственно;

$N_{Um} = 3,657$ – число Нуссельта для ламинарного потока;

$$N_{Um} = \frac{\left(\frac{f_m}{2}\right) \text{Re}_m \text{Pr}_m}{1.07 + 12.7 \sqrt{\frac{f_m}{2}} (\text{Pr}_m^{2/3} - 1)} - \text{число Нуссельта для турбулентного}$$

течения;

$$\text{Re}_m = \frac{\rho_m V_m D_1}{\mu_c} - \text{число Рейнольдса водонефтяной смеси};$$

$$\text{Pr}_m = \frac{c_{Pm} \mu_c}{\lambda_m} - \text{число Прандтля водонефтяной смеси};$$

$\mu_c = \mu_w$ – для дисперсного течения нефть в воде;

$\mu_c = \mu_o$ – для дисперсного течения вода в нефти;

$\rho_m = (1 - C_w) \rho_o + C_w \rho_w$ – плотность водонефтяной смеси;

$c_{Pm} = (1 - C_w) c_{Po} + C_w c_{Pw}$ – удельная теплоёмкость смеси.

Для стратифицированных течений температурные градиенты рассчитываются для каждого слоя жидкости и уравнения имеют вид:

– для продольного температурного градиента нижнего слоя жидкости (воды) как

$$\frac{\partial T_w}{\partial x} = - \frac{q_w S_w + q_i S_i}{u_w R_w A \rho_w c_{Pw}}, \quad (2.119)$$

где T_w – температура для нижнего слоя жидкости в контрольном объёме;

q_w и q_i – тепловой поток от жидкости нижнего слоя в окружающую среду за трубопроводом и в верхний слой через поверхность раздела жидкостей;

– для продольного температурного градиента верхнего слоя жидкости (нефти или нефти в воде) как

$$\frac{\partial T_o}{\partial x} = - \frac{q_o S_o + q_i S_i}{u_o (1 - R_w) A \rho_o c_{Po}}, \quad (2.120)$$

где T_o – температура для верхнего слоя жидкости в контрольном объёме;

q_o – тепловой поток от верхнего слоя жидкости в окружающую среду за трубопроводом.

Уравнения тепловых потоков внутри трубопровода имеют вид

– для нижнего слоя жидкости как $q_w = U_w (T_w - T_n)$;

– для верхнего слоя жидкости как $q_o = U_o (T_o - T_n)$;

– для поверхности раздела слоёв жидкости как $q_i = \alpha_i (T_w - T_o)$,

где U_w – локальный суммарный коэффициент теплопередачи между нижним слоем жидкости и окружающей средой за трубопроводом;

U_o – локальный суммарный коэффициент теплопередачи между верхним слоем жидкости и окружающей средой за трубопроводом;

α_i – конвективный коэффициент теплоотдачи между двумя жидкостями.

Если допустить, что температуры слоя воды и нефти равны $T = T_w = T_o$, то температурный градиент по длине трубопровода в направлении течения определяется как

$$\frac{\partial T}{\partial x} = - \frac{U_w S_w (T - T_n) + U_o S_o (T - T_n)}{A(\rho_w c_{pw} V_{sw} + \rho_o c_{po} V_{so})}. \quad (2.121)$$

где U_w, U_o – локальные коэффициенты теплопередачи воды и нефти, которые определяются как

$$U_w = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_w} + \frac{D_1}{2\lambda_{cm}} \ln \frac{D_2}{D_1} + \frac{D_1}{\alpha_n D_2}}; \quad (2.122)$$

$$U_o = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_o} + \frac{D_1}{2\lambda_{cm}} \ln \frac{D_2}{D_1} + \frac{D_1}{\alpha_n D_2}}, \quad (2.123)$$

где $\alpha_w = \frac{N_{Uw} \lambda_w}{D_w}$ – конвективный коэффициент теплоотдачи для слоя воды;

$\alpha_o = \frac{N_{Uo} \lambda_o}{D_o}$ – конвективный коэффициент теплоотдачи для слоя нефти;

λ_w и λ_o – коэффициенты теплопроводности воды и нефти, соответственно;

$$N_{U_w} = \frac{\left(\frac{f_w}{2}\right) \text{Re}_w \text{Pr}_w}{1.07 + 12.7 \sqrt{\frac{f_w}{2}} \left(\text{Pr}_w^{\frac{2}{3}} - 1\right)} - \text{число Нуссельта воды для } \text{Re}_w > 2000$$

турбулентного течения нижнего слоя жидкости;

$$N_{U_o} = \frac{\left(\frac{f_o}{2}\right) \text{Re}_o \text{Pr}_o}{1.07 + 12.7 \sqrt{\frac{f_o}{2}} \left(\text{Pr}_o^{\frac{2}{3}} - 1\right)} - \text{число Нуссельта нефти для } \text{Re}_o > 2000;$$

$$N_{U_w} = 3.657 + \frac{7.541 - 3.657}{0.5} (0.5 - \bar{h}_w);$$

$$N_{U_o} = 3.657 + \frac{7.541 - 3.657}{0.5} (\bar{h}_w - 0.5) - \text{число Нуссельта для ламинарного}$$

течения в слоях воды и нефти, соответственно;

$$\text{Re}_w = \frac{\rho_w u_w D_w}{\mu_w} - \text{число Рейнольдса для воды};$$

$$\text{Re}_o = \frac{\rho_o u_o D_o}{\mu_o} - \text{число Рейнольдса для нефти};$$

$$\text{Pr}_w = \frac{c_{Pw} \mu_w}{\lambda_w} - \text{число Прандтля для воды};$$

$$\text{Pr}_o = \frac{c_{Po} \mu_o}{\lambda_o} - \text{число Прандтля для верхнего слоя нефти}.$$

Для режима течения «Дв/н и вода» при известных толщинах слоя воды и дисперсной нефти в воде температурный градиент по длине трубопровода в направлении течения определяется как

$$\frac{\partial T}{\partial x} = - \frac{U_w S_w (T - T_n) + U_{ow} S_{ow} (T - T_n)}{A(\rho_w c_{Pw} V_{sw} + \rho_{ow} c_{Pow} V_{Mow})}. \quad (2.124)$$

где $c_{Pow} = C'_w c_{Pw} + (1 - C'_w) c_{Po}$ – удельная теплоёмкость дисперсного слоя нефть в воде;

$$V_{Mow} = V_{so} + U_{wmH} - \text{скорость смеси в дисперсном слое нефть в воде}.$$

Локальный коэффициент теплопередачи для слоя воды определяется по уравнению (2.122), для верхнего дисперсного слоя его можно записать в виде

$$U_{ow} = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_{ow}} + \frac{D_1}{2\lambda_p} \ln \frac{D_2}{D_1} + \frac{D_1}{\alpha_n D_2}}, \quad (2.125)$$

где $\alpha_{ow} = \frac{N_{Um} \lambda_{ow}}{D_{ow}}$ – конвективный коэффициент теплоотдачи для слоя нефти в

воде;

$\lambda_{ow} = \lambda_o(1 - C'_w) + \lambda_w C'_w$ – коэффициент теплопроводности дисперсного слоя нефть в воде;

$$N_{Uow} = \frac{\left(\frac{f_w}{2}\right) \text{Re}_{ow} \text{Pr}_{ow}}{1.07 + 12.7 \sqrt{\frac{f_w}{2}} (\text{Pr}_{ow}^{2/3} - 1)} - \text{число Нуссельта дисперсного слоя н/в}$$

для $\text{Re}_{ow} > 2000$;

$N_{Uow} = 3,657$ – число Нуссельта дисперсного слоя н/в для $\text{Re}_{ow} < 2000$;

$\text{Re}_{ow} = \frac{\rho_{ow} V_M D_{ow}}{\mu_w}$ – число Рейнольдса слоя нефть в воде;

$\text{Pr}_{ow} = \frac{c_{Pow} \mu_w}{\lambda_{ow}}$ – число Прандтля для слоя нефти в воде.

Для режима течения, включающего слои «Дв/н и Дн/в», при известных толщинах слоя воды в нефти и нефти в воде, температурный градиент по длине трубопровода в направлении течения определяется как

$$\frac{\partial T}{\partial x} = - \frac{U_{wo} S_{wo} (T_w - T_n) + U_{ow} S_{ow} (T_o - T_n)}{A(\rho_{wo} c_{Pwo} V_{Mwo} + \rho_{ow} c_{Pow} V_{Mow})}. \quad (2.126)$$

где $c_{Pwo} = C_w'' c_{Pw} + (1 - C_w'') c_{Po}$ – удельная теплоёмкость дисперсного слоя нефть в воде;

$V_{Mow} = V_{so} + U_{omH}$ – скорость смеси в дисперсном слое нефть в воде.

Локальный коэффициент теплопередачи для дисперсного слоя в/н определяется по формуле (2.125):

$$U_{wo} = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_{wo}} + \frac{D_1}{2\lambda_{cm}} \ln \frac{D_2}{D_1} + \frac{D_1}{\alpha_n D_2}}, \quad (2.127)$$

где $\alpha_{wo} = \frac{N_{Um} \lambda_{wo}}{D_{wo}}$ – коэффициент теплопередачи дисперсного слоя в/н;

$\lambda_{wo} = \lambda_o (1 - C''_w) + \lambda_w C''_w$ – коэффициент теплопроводности дисперсного слоя в/н;

$N_{Uwo} = 3,657$ – число Нуссельта для $Re_{wo} < 2000$;

$$N_{Uwo} = \frac{\left(\frac{f_o}{2}\right) Re_{wo} Pr_{wo}}{1.07 + 12.7 \sqrt{\frac{f_o}{2}} (Pr_{wo}^{2/3} - 1)} - \text{число Нуссельта для } Re_{wo} > 2000;$$

$Re_{wo} = \frac{\rho_{wo} V_{Mwo} D_{wo}}{\mu_o}$ – число Рейнольдса дисперсного слоя в/н;

$Pr_{wo} = \frac{c_{Pwo} \mu_o}{\lambda_{wo}}$ – число Прандтля дисперсного слоя в/н.

2.2.3 Проведение стендовых исследований параметров водонефтяных течений в горизонтальных скважинах с многостадийным гидроразрывом пласта

Для тестирования разработанной модели водонефтяного течения в ГС был сконструирован и собран экспериментальный термогидродинамический стенд (Рисунок 2.28) на производственной базе ООО НПФ «ГеоТЭК» [71]. Лабораторный стенд предназначен для проведения экспериментальных исследований течения смеси вода-нефть в трубе, имитирующей ГС с МГРП, и имел следующие характеристики: диаметр прозрачной поликарбонатной трубы рабочей камеры, имитирующей ГС – 94 мм, длина трубы рабочей камеры – 12,35 м. Имелась возможность регулирования угла наклона трубы в целом и для отдельных секций в интервале от -5° до 5° , создания зоны притока в середине стенда, длиной 350 мм.

Для того чтобы исключить вероятность эффекта инжекции при впрыске флюида в рабочую камеру установки, сразу же после входных патрубков был установлен рассекатель потока, а для его выравнивания после рассекателя установлен линейризатор потока, представляющий из себя вставку сотовой структуры, длиной 50 мм. Кроме того, имелись возможности регулирования расхода и температуры фаз в точках притока, контроля расхода, температуры, объёмного содержания компонентов смеси на контрольных сечениях вдоль трубы. В качестве нефти использовалось минеральное масло с плотностью и вязкостью, сопоставимыми со свойствами пластовой нефти.

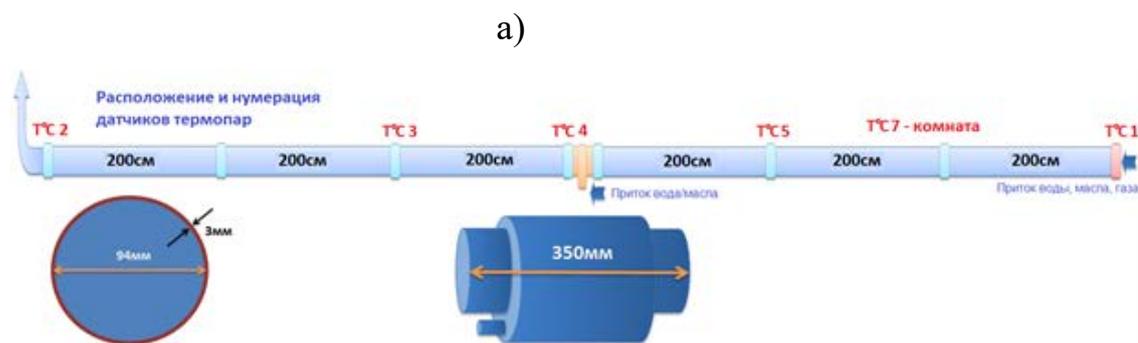


Рисунок 2.28 – Принципиальная схема рабочей камеры экспериментального стенда, имитирующей горизонтальную скважину

Для создания второй точки притока флюида в скважину был изготовлен элемент трубы локального притока (Рисунок 2.29).

Элемент трубы, имитирующий порт притока ГС, имел внутренний проходной диаметр такого же сечения, как и рабочая камера – 94 мм, что, соответственно, не влияло на установившуюся структуру потока, наблюдаемого на стенде. В центральной трубе диаметром 94 мм имелось 8 отверстий диаметром 10 мм, связывающих её с наружной трубой диаметром 143 мм, выполняющей роль «затрубного пространства». Наружная труба имела два торцевых фланца для крепления её на центральной трубе рабочей камеры с некоторым смещением относительно осевой линии. Это было сделано для того, чтобы оставить место для Г-образного штуцера, через который внутрь стенда подаётся экспериментальный флюид. Штуцер намеренно имел проточную часть, позволяющую обеспечить закручивание флюида внутри «затрубного пространства» и его дальнейшее равномерное распределение по всем 8-ми отверстиям по периметру центральной трубы.

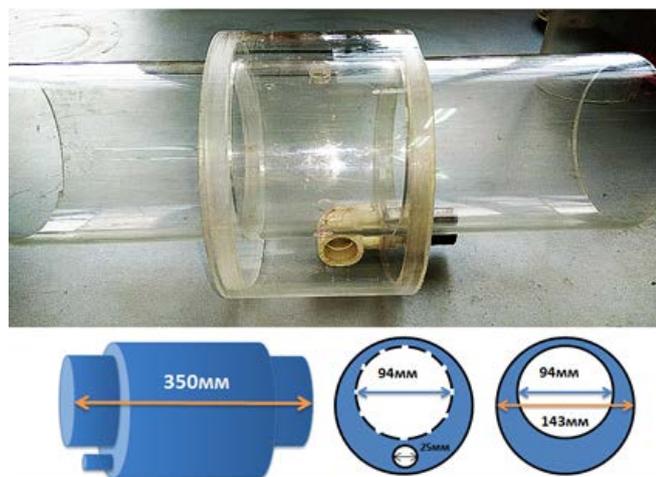


Рисунок 2.29 – Экспериментальный узел для имитации локального притока в скважину

Для регулирования расхода каждой из фаз на точках притока использовались многоступенчатые нормально всасывающие высоконапорные центробежные насосы блочного типа Wilo MHI 1603 с возможностью регулирования подачи (за счёт изменения оборотов вращения вала насоса) с помощью трёхфазного преобразователя частоты EasyDrive ED3100 (Рисунок 2.30).



Рисунок 2.30 – Центробежный насос Wilo MHI 1603 и преобразователь частоты EasyDrive ED3100

Учёт величины дебита контролировался с помощью механических счётчиков с импульсным выходом, показания которых собирались на специализированную панель с выводом данных на экран компьютера (Рисунок 2.31). Все средства измерения, задействованные на экспериментальном гидродинамическом стенде, имели сертификат о калибровке средств измерения № 098-05/17, выданный Государственным унитарным предприятием Центр метрологических исследований «Урал-Гео», от 12.05.2017 г.



Рисунок 2.31 – Приборы учёта и контроля величины расхода флюидов

На экспериментальном стенде была реализована техническая возможность отслеживания и регулирования температуры фаз в точках вдоль потока в рабочей камере. Для этого был использован проточный

водонагреватель для системы отопления и устройство для регулирования мощности подаваемой на нагревательный элемент (ЛАТР) (Рисунок 2.32).



Рисунок 2.32 – Водонагреватель и регулятор мощности нагрева

Для установки необходимой величины перегрева проводился постоянный мониторинг не нагретого флюида и температуры после нагревателя.

Контроль температуры подаваемых в стенд флюидов, а также температуры в контрольных точках вдоль рабочей камеры, осуществлялся с помощью термопар К-типа производства Тесей, диаметром 1 мм (Рисунок 2.33).

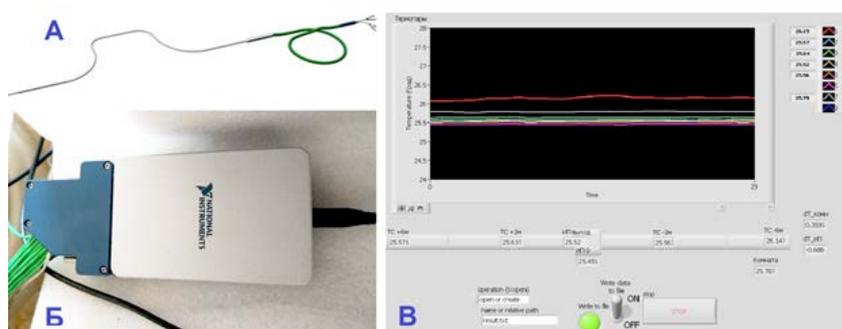


Рисунок 2.33 – Средства измерения, считывания и регистрации данных с датчиков температуры

Малый диаметр используемых термопар обеспечивал минимальную инерционность измерений и, как следствие, быстрый отклик на изменение температуры контролируемой среды. Было задействовано 6 термопар (ТС-1, 2, 3, 4, 5, 7), схема расположения датчиков приведена на Рисунке 2.28, б.

Для одновременного мониторинга и регистрации данных температуры со всех датчиков на компьютере было использовано однослотовое USB шасси Compact DAQ-cDAQ-9171 и 16-канальный изотермический модуль измерения температуры NI 9214 фирмы National Instruments (Рисунок 2.33, б). Программное обеспечение для мониторинга и записи данных с данного оборудования написано на языке графического программирования LabView, фирмы National Instruments (Рисунок 2.33,в).

Одна из важных задач, которую необходимо было решить на стенде, состояла в контроле объёмного содержания компонентов смеси в контрольных сечениях вдоль рабочей камеры. Так как использовались прозрачные трубы из оргстекла, то имелась возможность выполнить это визуально. Для этого были определены контрольные точки для снятия замеров объёмной доли двухфазного флюида. Точки снятия замеров и расстояния между ними показаны на Рисунке 2.34. Для того чтобы получить точное соотношение флюидов достаточно было измерить длину окружности, занимаемую одной из фаз, затем, зная общую длину окружности, можно получить значение площади и, соответственно, доли каждой из фаз.

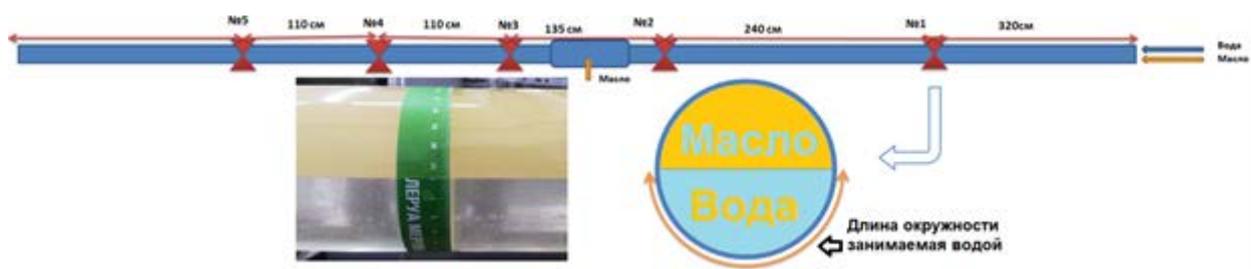


Рисунок 2.34 – Способ контроля объёмного содержания компонентов смеси на контрольных сечениях вдоль стенда

В качестве рабочих флюидов были использованы жидкости со следующими характеристиками. Для пресной воды характеристики взяты из справочных данных, плотность $\rho = 995 \text{ кг/м}^3$, динамическая вязкость 1 мПас. Для получения достоверных характеристик гидравлического масла, были проведены лабораторные измерения его вязкости при различных температурах

(Таблица 2.3 и Рисунок 2.35). Значение плотности было измерено при температуре 23,5°C.

Таблица 2.3 – Зависимость вязкости гидравлического масла от температуры

Температура, °С	Динамическая вязкость, мПа·с	Кинематическая вязкость, (м ² /с) x 10 ⁻⁶	Плотность, кг/м ³
23,5	46,43	54,12	858
24,75	44,00	51,28	
30	37,26	43,43	
34,8	31,83	37,10	
39,8	27,90	32,51	
50	16,20	18,88	

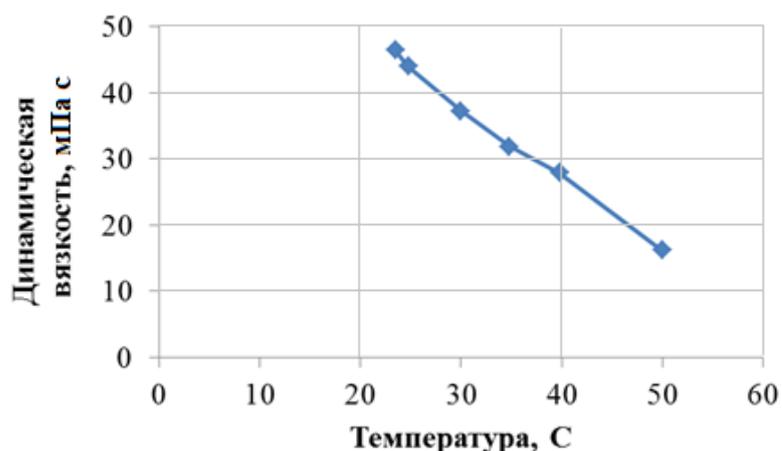


Рисунок 2.35 – Зависимость динамической вязкости гидравлического масла от температуры

Учитывая некоторое изменение температуры в процессе проведения экспериментальных работ, было принято решение зафиксировать значение динамической вязкости на уровне 40 мПа·с для её применения в расчётах в математической модели водонефтяного течения. В ходе проведения экспериментов осуществлялось сравнение расчётных и экспериментальных значений:

– фазосодержания, расхода и температуры в контрольных сечениях по длине трубы в режиме расслоенного течения при установившемся потоке при

различных граничных условиях на входном участке трубы (расход, температура, объёмное содержание компонентов, вязкость нефти, угол наклона трубы);

– расходов и температуры в точках притока при установившемся потоке при различных граничных условиях (расход, температура, объёмное содержание компонентов, угол наклона трубы).

Все измерения соотношений двухфазных потоков проводились после того, как поток установился и сформировался после изменения дебита флюидов. Возьмём для примера суммарный расход воды и масла равный $3 \text{ м}^3/\text{ч}$, при внутреннем диаметре станда 94 мм , тогда средняя скорость движения флюида будет равна $0,12 \text{ м/с}$. При длине станда $12,5 \text{ м}$, уже через $1,5 \text{ мин.}$ весь объём подаваемых жидкостей должен пройти по всей длине станда. В ходе проведения эксперимента время ожидания на формирование установившегося двухфазного потока составляло не менее 5 мин. , что гарантировало 100% -ную уверенность в стабильности течения.

Величину степени расслоения контролировали снаружи через прозрачные трубы из оргстекла. Для этого на каждой из четырёх контрольных точек были нанесены мерные ленты с шагом 1 мм для снятия замеров объёмной доли двухфазного флюида. Измерялась длина окружности, которую занимает одна из фаз (вода), затем, зная общую длину окружности, вычислялось значение площади и, соответственно, доля каждой из фаз. Так как стенки прозрачных труб имеют толщину всего 3 мм , они не приводят к существенному искажению результатов измерений (в отличие от толстостенных стеклянных труб). Граница раздела вода/масло, как правило, имеет достаточно чёткий характер, за исключением случаев появления небольшой прослойки пены между ними (порядка $0,5 \text{ см}$). Пена появляется и сохраняется в масляной фазе, что, тем не менее, не мешает проводить замеры доли воды.

При работе с газом и водой в начале необходимо полностью заполнить стенд водой, затем подавать с небольшим дебитом газ, начиная с

минимального расхода, согласно программе эксперимента, дождаться пока газ начнёт выходить с левого торца стенда и уровень воды перестанет изменяться. На это, как правило, уходит от 10 до 20 мин., в зависимости от дебитов.

Повторяемость результата зависела от угла наклона стенда и точности выставления отдельных его секций, а также от точности установки расходов рабочих флюидов. Так как ремонт стенда на другой угол наклона производился только после полного прогона всех режимов и сопоставления их с результатами математического моделирования, то повторяемость повторных замеров (если таковые требовались) зависела лишь от точности выставления и замера дебитов, погрешность которых не превышает 5 %.

Сопоставление расчётных и экспериментальных значений

Для четырёх фиксированных значений расхода масла (3,2 – 3,5, 2,5, 1,5 и 0,75 м³/ч, что соответствует дебиту 18 – 84 м³/сут) варьировался расход воды в интервале от 0,5 до 4 м³/ч (от 12 до 96 м³/сут). В четырёх точках, расположенных по длине трубы на различном расстоянии от входа, проводился замер длины дуги сектора трубы, занятой водой, для вычисления высоты жидкого слоя (и объёмного содержания воды (water holdup) на установившемся режиме, который затем сравнивался с расчётным решением. В Таблице 2.4 приведены результаты экспериментальных замеров, в Таблице 2.5 результаты расчётов по предложенной модели и модели Sharma.

Таблица 2.4 – Результаты экспериментов с водой и маслом для горизонтальной трубы

Расходы масла и воды, м ³ /ч		Замеры в контрольных точках длины дуги, см					Пересчёт в water holdup			
Qм	Qв	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	среднее	Угол α, град	S воды, см ²	% воды	Water holdup, доля
3,5	0,5	8	8	8	8	8	91,72	7,51	9,6	0,10
3,5	0,75	8,5	9	8,5	9	8,75	100,32	9,58	12,2	0,12
3,5	1	11	11	10,5	11	10,875	124,68	16,91	21,5	0,22
3,5	1,5	12	11,5	11,5	12,5	11,875	136,15	21,03	26,8	0,27
3,2	2	12,5	12	12	12	12,125	139,01	22,11	28,2	0,28
3,2	3	13	13	13	13	13	149,04	26,07	33,2	0,33

Продолжение таблицы 2.4

3,3	4	13	13,5	13,5	14	13,5	154,78	28,42	36,2	0,36
2,5	0,5	9	10,5	9,5	10,5	9,875	113,22	13,20	16,8	0,17
2,5	0,8	10	11	11	11	10,75	123,25	16,42	20,9	0,21
2,5	1,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	143,31	23,78	30,3	0,30
2,5	2,5	13	13	13	13	13	149,04	26,07	33,2	0,33
2,5	3,5	14	14	14	14	14	160,51	30,83	39,3	0,39
2,5	4	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	166,24	33,28	42,4	0,42
1,5	0,5	12	11,5	11,5	14,5	12,375	141,88	23,22	29,6	0,30
1,5	1	13	13	13,5	13,5	13,25	151,91	27,24	34,7	0,35
1,5	1,5	14	14,5	14	14,5	14,25	163,38	32,05	40,8	0,41
1,5	2,5	16	15,5	15	16	15,625	179,14	38,87	49,5	0,50
1,5	3,5	16	17	16	16,5	16,375	187,74	42,62	54,3	0,54
1,5	4	16,5	17	16,5	17	16,75	192,04	44,48	56,7	0,57
0,75	0,75	14,5	13,5	15,5	17,5	15,25	174,84	37,00	47,1	0,47
0,75	1,5	16	14,5	15,5	17,5	15,875	182,01	40,13	51,1	0,51
0,75	2,5	17,5	17	17,5	18	17,5	200,64	48,16	61,3	0,61
0,75	3,5	18	18,5	18	18,5	18,25	209,24	51,73	65,9	0,66
0,75	4	18,5	19,5	19	19,5	19,125	219,27	55,72	71,0	0,71

Таблица 2.5 – Результаты расчётов с водой и маслом для горизонтальной трубы

Qм, м ³ /ч	Qв, м ³ /ч	Water holdup (пред. модель)	Режим	Water holdup (Sharma)	Режим
3,5	0,5	0,11	рассл.	0,11	рассл.
3,5	0,75	0,14	рассл.	0,16	рассл.
3,5	1	0,17	рассл.	0,19	рассл.
3,5	1,5	0,23	рассл.	0,25	рассл.
3,2	2	0,29	рассл. с пер.	0,31	рассл.
3,2	3	0,37	рассл.	0,39	дисп. н/нв
3,3	4	0,43	рассл.	0,44	дисп. н/нв
2,5	0,5	0,13	рассл.	0,14	рассл.
2,5	0,8	0,18	рассл.	0,20	рассл.
2,5	1,5	0,27	рассл. с пер.	0,30	рассл.
2,5	2,5	0,37	рассл.	0,40	рассл.
2,5	3,5	0,44	рассл.	0,46	дисп. н/нв
2,5	4	0,47	рассл.	0,49	дисп. н/нв
1,5	0,5	0,16	рассл.	0,20	рассл.
1,5	1	0,26	рассл.	0,31	рассл.
1,5	1,5	0,34	рассл.	0,38	рассл.
1,5	2,5	0,45	рассл.	0,48	рассл.
1,5	3,5	0,53	рассл.	0,55	дисп. н/нв
1,5	4	0,56	рассл.	0,58	дисп. н/нв
0,75	0,75	0,30	рассл.	0,36	рассл.
0,75	1,5	0,44	рассл.	0,50	рассл.
0,75	2,5	0,56	рассл.	0,60	рассл.
0,75	3,5	0,64	рассл.	0,66	рассл.
0,75	4	0,67	рассл.	0,68	дисп. н/нв

Сравнение экспериментальных и данных результатов расчётов для различных значений расхода масла приведено на Рисунке 2.36. Если точка на графике лежит на биссектрисе первой четверти декартовой плоскости, то расчётное и замерное значения «water holdup» совпадают, если ниже, то расчётное значение меньше замерного, если выше, то больше замерного. Кроме того, на графиках проведены линии значений, которые отстоят от биссектрисы на $\pm 10\%$.

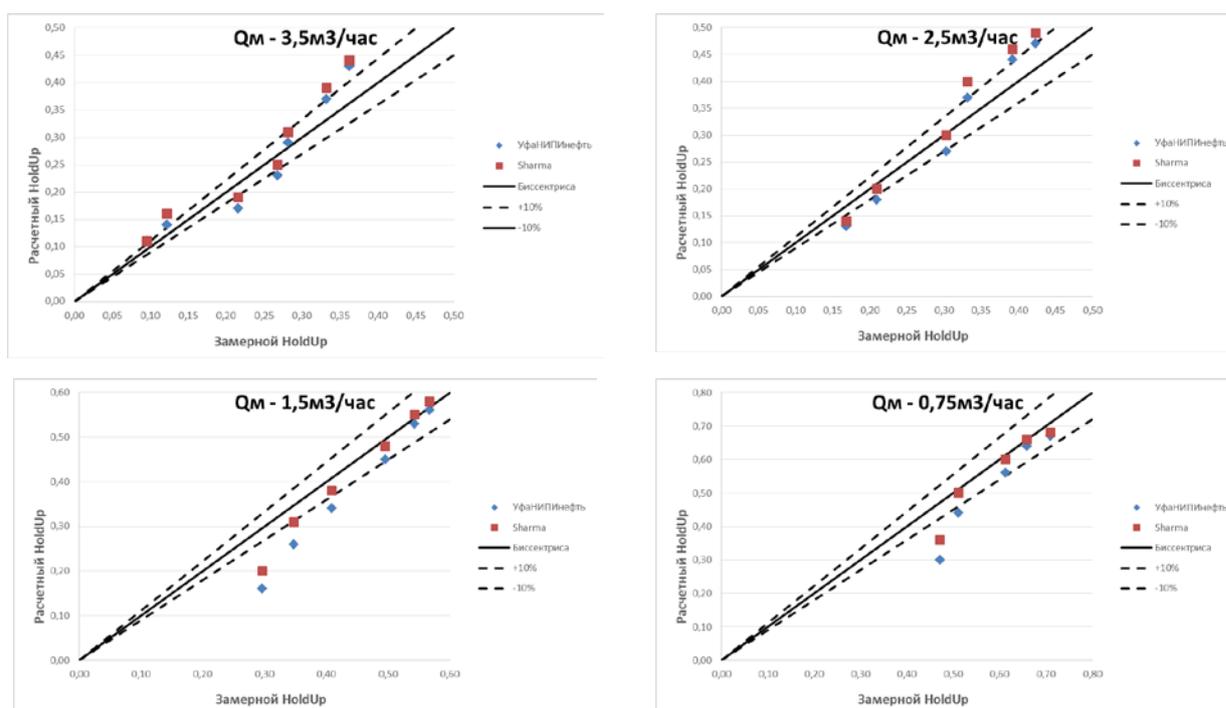


Рисунок 2.36 – Сравнение расчётных и экспериментальных значений «water holdup» для различных расходов масла, воды и моделей расчёта.

Пунктирными линиями обозначены отклонения от биссектрисы на $\pm 10\%$

На Рисунке 2.37 все данные объединены на одном графике. Как следует из данных, приведённых на Рисунках 2.36 и 2.37, расчётные точки достаточно близко приближаются к экспериментальным замерам: практически все точки попадают в область отклонений от биссектрисы менее чем на 10 %. При этом расчётное решение, полученное по предложенной модели, ближе к экспериментальным точкам, чем решение по модели Sharma.

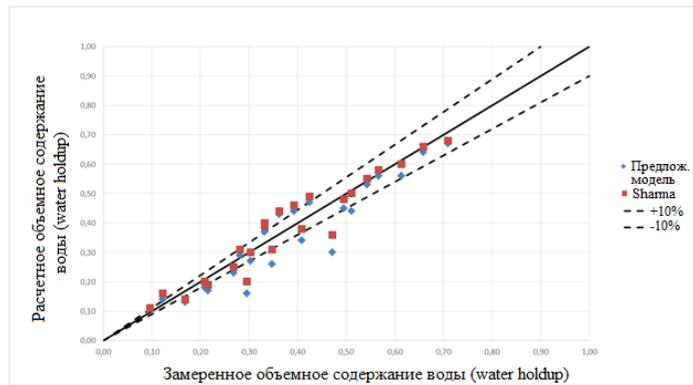
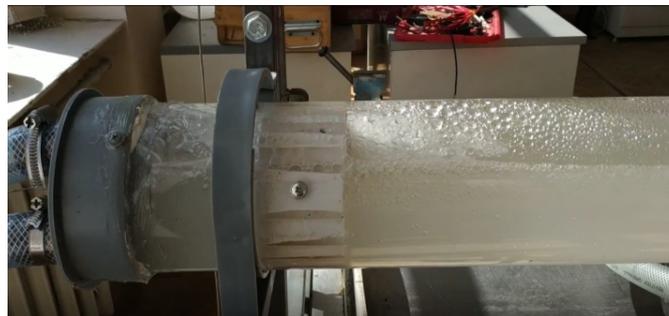
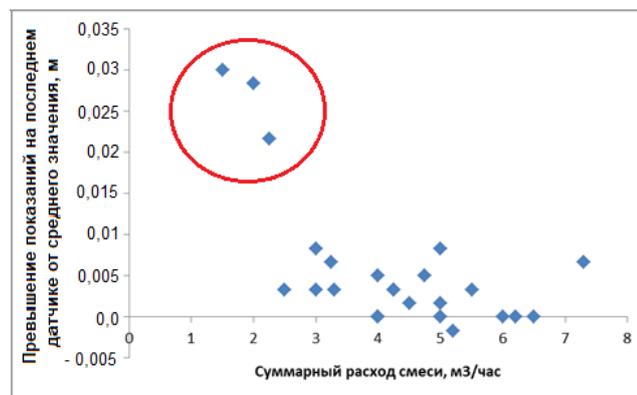


Рисунок 2.37 – Суммарный график всех замеров «water holdup» для горизонтальной трубы

Результаты проведённых экспериментов показали, что при малых скоростях потока значительное влияние на характер течения двухфазной смеси в трубе оказывает концевой эффект. В области выкида смеси возникает возмущение, которое распространяется против потока и влияет на «water holdup» в тех сечениях трубы, где проводятся замеры (Рисунок 2.38, а).



а)



б)

Рисунок 2.38 – Отклонения замерной длины сегмента трубы, занятого водой в точке № 4, от среднего значения всех датчиков от суммарного расхода смеси

При этом наибольшее влияние отмечается в точке № 4, наименьшее – в точке № 1. При суммарном расходе смеси более $2,5 - 3 \text{ м}^3/\text{ч}$ концевой эффект существенно снижается. Для иллюстрации отмеченного, на Рисунке 2.38, б приведена зависимость отклонения замера длины сегмента трубы, заполненного водой, сделанного в точке № 4, от среднего значения по всем четырём точкам.

Для минимизации концевого эффекта в экспериментах, которые будут планироваться в будущем, рекомендуется увеличить длину лабораторного стенда до 20 – 40 м (стенды такой длины используются для аналогичных экспериментов за рубежом). В настоящих экспериментах, где по техническим причинам это сделать было нельзя, снизить влияние эффекта возможно за счёт контроля суммарного расхода смеси выше $2,5 - 3 \text{ м}^3/\text{ч}$.

2.2.4 Создание программного модуля для проведения интерпретации данных промысловых геофизических исследований для горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта

Расчётный модуль для интерпретации данных ПГИ [71] представляет собой программное приложение, написанное на языке программирования C#, которое в качестве базового модуля использует шаблон книги MS Excel, куда экспортируются данные для расчёта и проводятся математические вычисления (Рисунок 2.39).

Обратная задача определения профиля притока и состава флюида в ГС с МГРП сводится к поиску оптимального решения прямой задачи, которое наиболее близко соответствует замерам. Критерии поиска оптимального решения определяются с учётом:

- приоритета каждой зоны, в которой происходит адаптация замерных данных;
- настроек параметров фильтрации (шаг редукции, ширина окна фильтрации);

- настроек адаптации замерных данных (расположение расходомера в скважине, возможность нормировки на устьевые замеры);
- выбора метода решения (перебор, метод Нелдера-Мида, максимальное число итераций для обеспечения сходимости решения).



Рисунок 2.39 – Расчётный модуль для интерпретации данных промышленных геофизических исследований в горизонтальных скважинах с многостадийным гидроразрывом пласта

Расчёт производится после того, как будут заданы все исходные параметры задачи. Процедура расчёта состоит в поиске оптимального решения прямой задачи, которое наиболее близко соответствует замерам в соответствии с установленными критериями.

На примере расчёта для скважины № 50850Г Приобского месторождения приведены результаты интерпретации и оценка согласованности замеренных данных с результатами решения обратной задачи – на Рисунке 2.40 приведены результаты расчёта параметров течения вдоль ГС в результате решения обратной задачи без нормировки на устьевые замеры для двух различных замеров.

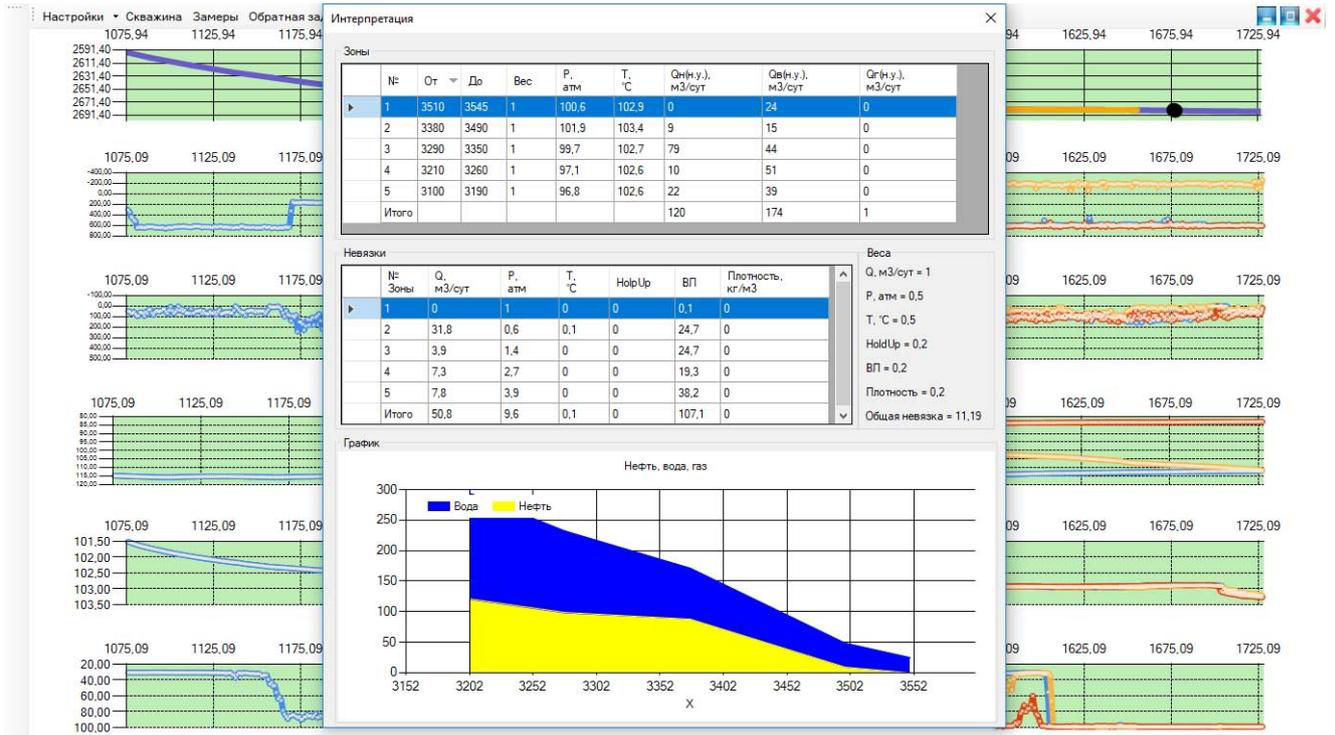
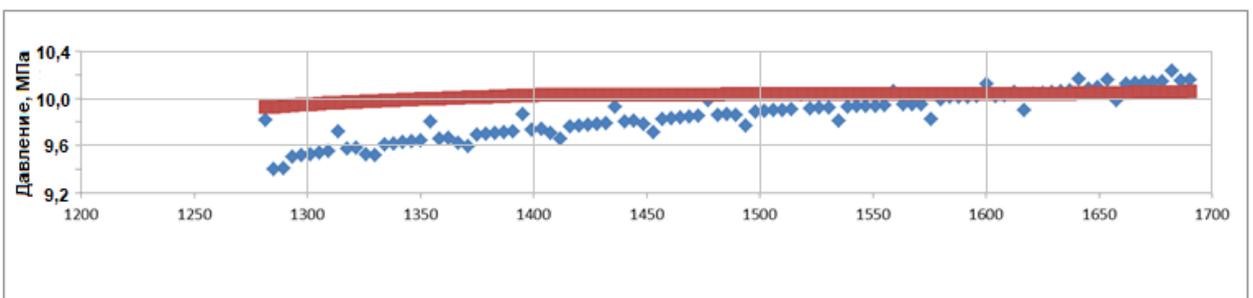


Рисунок 2.40 – Рассчитанный профиль притока (LAS № 3,4,5, без нормировки на устьевые замеры)

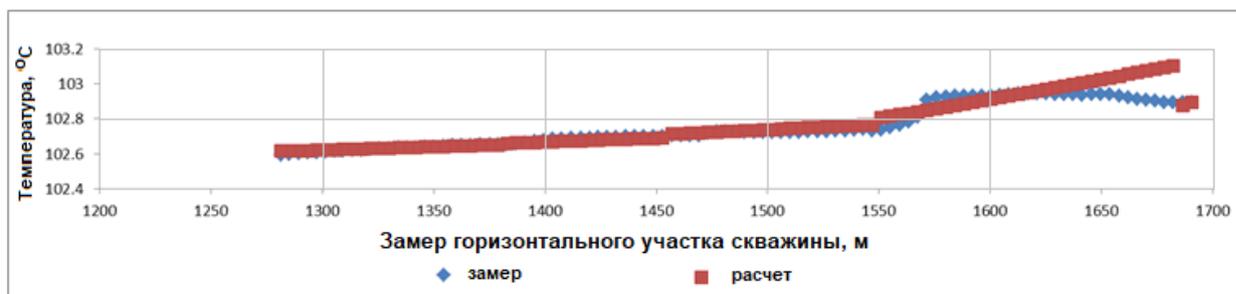
На Рисунке 2.41 приведено сравнение расчётных (рисунок 2.40) и замеренных в ходе ПГИ данных.



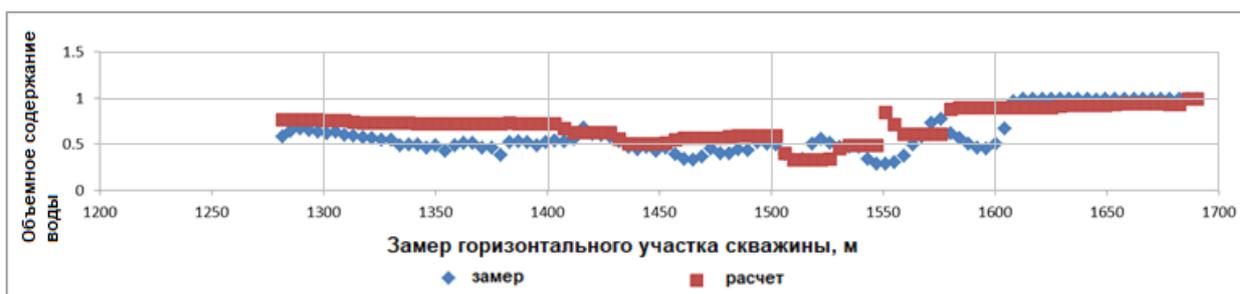
а)



б)



в)



г)

Рисунок 2.41 – Сравнение замерных и расчётных параметров (а) – дебита; б) – давления; в) – температуры; г) – объёмного содержания воды), соответствующих данным Рисунка 2.40 (течение по горизонтальному участку скважины справа налево)

В Таблице 2.6 приведено сопоставление результатов интерпритации, полученных в расчётном модуле с результатами замеров ПГИ.

Таблица 2.6 – Расчёт профиля притока и состава флюида по портам скважины № 50850Г Приобского месторождения

Порт ГРП	ГИС Нефтесервис		Результаты расчётов	
	% от добычи	Состав	% от добычи	Обводнённость, %
5	25	нефть	21	30
4	10	нефть	21	30
3	40	нефть+вода	42	10
2	10	нефть+вода	8	50
1	15	нефть+вода	8	100

Выводы по главе 2

Для программных комплексов «Rosneft-WellView» и ИС«Мехфонд», предназначенных для организации мониторинга и управления УЭЦН, разработаны алгоритмы предварительной оценки потенциала скважин и анализа эффективности эксплуатации погружных насосов в случаях, когда непосредственный замер величин давления на приёме насоса и на забое скважин либо невозможен, либо экономически нецелесообразен.

На основе принятых допущений и линейных аппроксимаций разработана новая расчётно-аналитическая модель определения давления на приёме насоса и забойного давления в механизированной скважине. Представлены результаты анализа возможности появления неустойчивости и неоднозначности при расчёте забойного давления в механизированной скважине. сопоставления результатов расчёта давлений на приёме насоса и на забое скважины с использованием разработанных аналитических корреляций с замеренными данными, полученными на добывающих скважинах. Результаты сопоставлений данных показали, вполне удовлетворительное схождение для скважин с коэффициентом сепарации $E_s = 0,38...0,72$.

Для повышения информативности замеров в ходе ПГИ для ГС с МГРП разработана методика их интерпретации, основанная на математическом моделировании водонефтяного течения в стволе скважины. Математическое моделирование водонефтяного течения включало в себя:

– модельное прогнозирование структуры водонефтяной смеси, отличающееся от известных тем, что при анализе устойчивости по Кельвину-Гельмгольцу, с учётом вязкости расслоенного течения, в качестве источника возмущения на границе раздела фаз рассматривалось появление внутренней монохромной волны и учитывалось распространение волновых возмущений внутри слоя воды и нефти. Для прогнозирования дисперсных режимов течения была разработана и апробирована методика, основанная на силовом балансе между гравитационными и турбулентными силами в нормальном

сечении потока, отличающаяся от известной адаптацией под экспериментальные данные полуэмпирических зависимостей диаметра максимально устойчивой глобулы от обводнённости смеси;

– разработана математическая модель расчёта термобарических условий течения водонефтяной смеси в трубопроводе.

Для адаптации разработанной математической модели к расчётам термобарических условий течения водонефтяной смеси в ГС с имитацией поперечных трещин ГРП за счёт создания нескольких локальных портов подвода смеси был спроектирован лабораторный стенд. Проведено сопоставление экспериментальных данных, полученных на разработанном стенде, с расчётами относительного объёмного содержания воды C_w/R_w для различных структур водонефтяного течения. Расхождение не превышало 10 %.

На основе математической модели реализован расчётный модуль, протестированный на промысловых данных скважин, эксплуатируемых ООО «РН-Юганскнефтегаз». Разработанный расчётный модуль может быть использован в качестве прототипа будущего программного продукта для интерпретации промысловых геофизических исследований в ГС с МГРП.

Для внедрения разработанного алгоритма виртуального мониторинга притока жидкости к ГС из каждой трещины МГРП в производственную деятельность, автором в 2021 г. было опубликовано методическое пособие «Интерпретация данных промыслово-геологических исследований горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта» [71].

3 РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСА АЛГОРИТМОВ ОПЕРАТИВНОГО МОНИТОРИНГА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

Эксплуатация УЭЦН в условиях интенсификации добычи нефти на нефтяных месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, зачастую осуществляется на предельных значениях содержания свободного газа. Превышение эксплуатационных ограничений по объёмной доле газа в добываемой продукции приводит к ряду негативных последствий в работе насосов, в частности, к существенному снижению напорной и энергетической характеристик, неустойчивой работе, «срывам подачи» и преждевременным отказам погружного оборудования скважин. Известные методы повышения эффективности эксплуатации насосного оборудования, работающего в условиях повышенного газосодержания, основаны на проведении мероприятий по отделению газа от жидкости на приёме УЭЦН. В настоящее время для повышения естественной сепарации газа на приёме УЭЦН рекомендуется устанавливать насос в скважине на уровне ниже перфорации обсадной колонны, что позволяет создавать разнонаправленную структуру течения жидкости и газа в области перфорации скважины, тем самым улучшать процесс отделения газа от жидкости в её затрубном пространстве.

Для автоматического управления работой скважин при отсутствии фактических замеров их дебита крайне актуально применение алгоритма «виртуального» расходомера, позволяющего при наличии данных замеров динамического уровня в затрубе или давления на приёме УЭЦН, путём интерпретации эксплуатационных токовых характеристик ПЭД расчётным путём получить значение дебита скважины.

В осложнённых условиях эксплуатации скважин применение алгоритма диагностирования нестабильности работы УЭЦН, основанного на данных анализа амплитудно-частотного спектра токовых характеристик электродвигателя нейросетевыми методами, позволит повысить эффективность и продолжительность безотказной работы насосной установки.

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

В области механизации добычи нефти в РФ многие годы приоритетным направлением остаётся использование погружных УЭЦН, которые в условиях интенсификации добычи, и по мере истощения запасов флюидов, эксплуатируются на пределе ограничений по наличию в скважинной продукции свободного газа. Попадание насыщенной газом смеси в межлопаточные каналы УЭЦН коренным образом изменяет расчётную картину течения жидкой фазы, и, как следствие, условия преобразования механической энергии вращающегося рабочего колеса в гидравлическую. Превышение эксплуатационных ограничений по объёмной доле газа в добываемой продукции приводит к ряду негативных последствий, в частности, существенному снижению напорной и энергетической характеристик насоса, его нестабильной работе, «срывам подачи» и преждевременным отказам погружного оборудования скважины. Значение объёмной доли свободного газа в скважинной продукции, при котором происходит «срыв подачи», обычно называют предельным или критическим содержанием газа на приёме насоса. Многие отечественные производители в технических условиях по эксплуатации оборудования указывают предельное значение газа на приёме УЭЦН в пределах от 25 до 35 % [72]. Распространённым способом борьбы с излишним свободным газом на приёме центробежных насосов является его сепарация, которая может быть как естественной, так и принудительной, с использованием погружных газосепараторов. Количественным параметром, определяющим эффективность отбора газа из скважинной продукции, является коэффициент сепарации. Результаты экспериментальных и численных исследований [73-76] показали, что коэффициент сепарации погружных центробежных газосепараторов намного превосходит аналогичный параметр при естественной сепарации газа на приёме насоса. Эффективность

процесса естественной сепарации газа можно повысить, если УЭЦН будет осуществлять забор газожидкостной смеси ниже интервала перфорации скважины [77]. В какой степени при этом возрастёт коэффициент естественной сепарации газа определить сложно, так как в настоящее время достоверные методы его расчёта отсутствуют.

В данной главе предложены численный и аналитический методы расчёта отделения газа от жидкости в области перфорации скважины, где реализуются разнонаправленные течения жидкости и газа.

3.1.1 Численное моделирование распределённого притока жидкости к перфорированному участку вертикальной несовершенной скважины

Для подтверждения гипотезы о линейности распределения приведённых скоростей жидкости и газа вдоль перфорированного участка эксплуатационной колонны рассмотрим задачу, решение которой позволит получить расчётные профили притока жидкости из ПЗП к забою скважины. Для описания фильтрационных свойств ПЗП используем уравнения Дарси в виде:

$$u = -\frac{k_r}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x}, \quad v = -\frac{k_r}{\mu} \frac{\partial P}{\partial y}, \quad w = -\frac{k_z}{\mu} \frac{\partial P}{\partial z}. \quad (3.1)$$

После подстановки уравнений (3.1) в уравнение неразрывности несжимаемой жидкости $\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} = 0$, получим известное фильтрационное уравнение Лапласа в виде:

$$k_r \left(\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} \right) + k_z \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} = 0. \quad (3.2)$$

Для упрощения решения задачи перейдём от декартовых координат к полярным. Предположив наличие радиальной симметрии, давление в любой точке ПЗП будет зависеть от радиус-вектора r , и не зависеть от полярного

угла. Поэтому после преобразования, в дифференциальном уравнении (3.2) останутся лишь две независимые переменные: радиус-вектор r и координата z .

Так как

$$r = \sqrt{x^2 + y^2},$$

то

$$\frac{\partial r}{\partial x} = \frac{x}{\sqrt{x^2 + y^2}} = \frac{x}{r},$$

$$\frac{\partial r}{\partial y} = \frac{y}{\sqrt{x^2 + y^2}} = \frac{y}{r}.$$

Выразим производные $\frac{\partial^2 P}{\partial x^2}$ и $\frac{\partial^2 P}{\partial y^2}$ через r

$$\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{\partial P}{\partial r} \frac{\partial r}{\partial x} = \frac{\partial P}{\partial r} \frac{x}{r}, \quad (3.3)$$

$$\frac{\partial P}{\partial y} = \frac{\partial P}{\partial r} \frac{\partial r}{\partial y} = \frac{\partial P}{\partial r} \frac{y}{r}. \quad (3.4)$$

Дифференцируя уравнение (3.3) по x , а уравнение (3.4) по y , получим

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{x^2}{r^2} \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{y^2}{r^3} \frac{\partial P}{\partial r}, \quad (3.5)$$

$$\frac{\partial^2 P}{\partial y^2} = \frac{y^2}{r^2} \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{x^2}{r^3} \frac{\partial P}{\partial r}. \quad (3.6)$$

Складывая соотношения (3.5) с (3.6), и учитывая, что $r^2 = x^2 + y^2$, находим:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} + \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} = 0. \quad (3.7)$$

Введём в выражение (3.7) функцию потенциала Φ , характеризующую горизонтальную проницаемость ПЗП

$$\Phi = \frac{k_r}{\mu} P, \quad \chi^2 = \frac{k_r}{k_z}.$$

Исходя из предполагаемой симметрии фильтрации жидкости из ПЗП к забою скважины и однородности изотропного пласта ($\chi = 1$), уравнение (3.7) в цилиндрической системе координат примет вид:

$$\frac{\partial^2 \Phi}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial \Phi}{\partial r} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial z^2} = 0. \quad (3.8)$$

Определим распределение фильтрационного потенциала для однородной П мощностью h , вскрытого несовершенной скважиной, и эксплуатируемого в двух режимах:

1 Гравитационно-водонапорный режим [78], возникающий при нагнетании воды в пласт вблизи контура нефтеносности в количестве, равном отбору жидкости из пласта. Соответствующее указанному режиму гидродинамическое условие на внешней границе пласта определяется постоянством приведённого начального пластового давления на контуре питания. Данный режим эксплуатации является напорным, считаем, что пласт полностью насыщен жидкостью, поток в нём ограничен расположенными сверху и снизу непроницаемыми поверхностями – кровлей и подошвой (Рисунок 3.1).

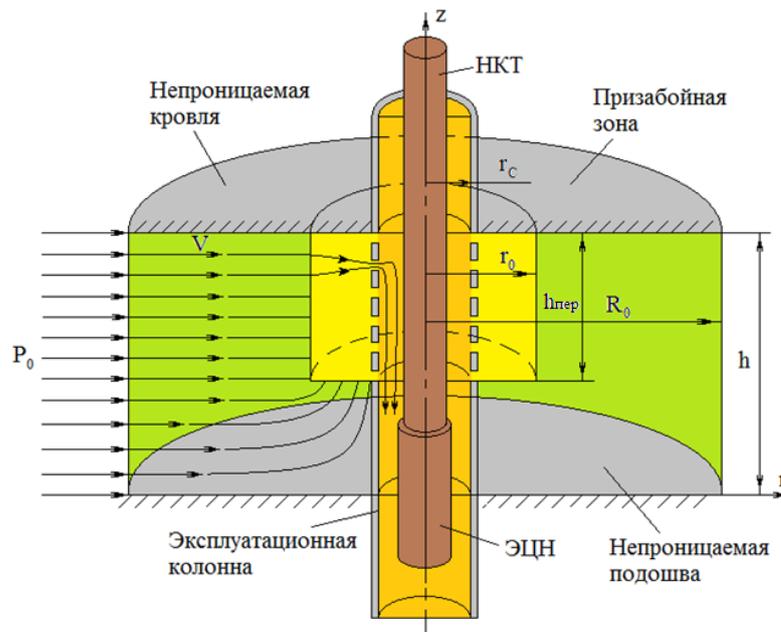


Рисунок 3.1 – Расчётная схема призабойной зоны пласта, вскрытой несовершенной скважиной и ограниченной непроницаемыми поверхностями кровли и подошвы

Граничные условия для гравитационно-водонапорного режима.

Непроницаемость поверхности кровли и подошвы пласта:

$$(r_c \leq r \leq R_0), -\frac{\partial P}{\partial z} = 0 \quad \text{при} \quad z = h, \quad z = 0.$$

Условия на границе области питания:

$$r = R_0, \quad (0 \leq z \leq h), \quad P = P_0,$$

на стенке скважины $r = r_c$ задано переменное давление на единицу длины

вдоль оси скважины стока: $r = r_c, \quad (P)_{r=r_c} = P(z) \quad (0 \leq z \leq h_{неп})$. Для

проведения расчётов в ПЗП примем следующие допущения:

- на участке $R_0 > r > r_0$ режим течения радиальный;
- на расстоянии $r_0 = 2 - 3r_c$ перфорационные отверстия скважины не влияют на режим течения фильтрации;
- выделение газа из нефти происходит после того, как пластовый флюид поступает из ПЗП в скважину.

Рассмотрим приток жидкости к виртуальной скважине с открытым забоем между областями r_0 и R_0 . Для расчёта притока жидкости на границе r_0 воспользуемся соотношениями:

$$q_{нрми,L} = \frac{2\pi r_0 (z_i - z_{i-1}) (\Phi_j^i - \Phi_{j-1}^i)}{r_j - r_{j-1}} \quad \text{и} \quad Q_{неп,L} = \int_0^{h_{неп}} q_{нрми,L} dz. \quad (3.9)$$

2 В случае, когда кровля пласта проницаема и граничит с газовой шапкой, интенсивность притока флюидов к скважинам определяется давлением газа, а режим фильтрации называется газонапорным [78]. Поскольку вязкость газа мала, то давление в газовой шапке можно считать постоянным и равным давлению на границе нефтеносности. При математическом моделировании газонапорного режима газовую шапку, расположенную над свободной границей между газом и нефтью, рассматривают как область пласта, заполненную неподвижным газом, при этом задаются следующие граничные условия: давление на контуре

нефтеносности постоянное, а нормальная компонента скорости равна нулю (Рисунок 3.2).

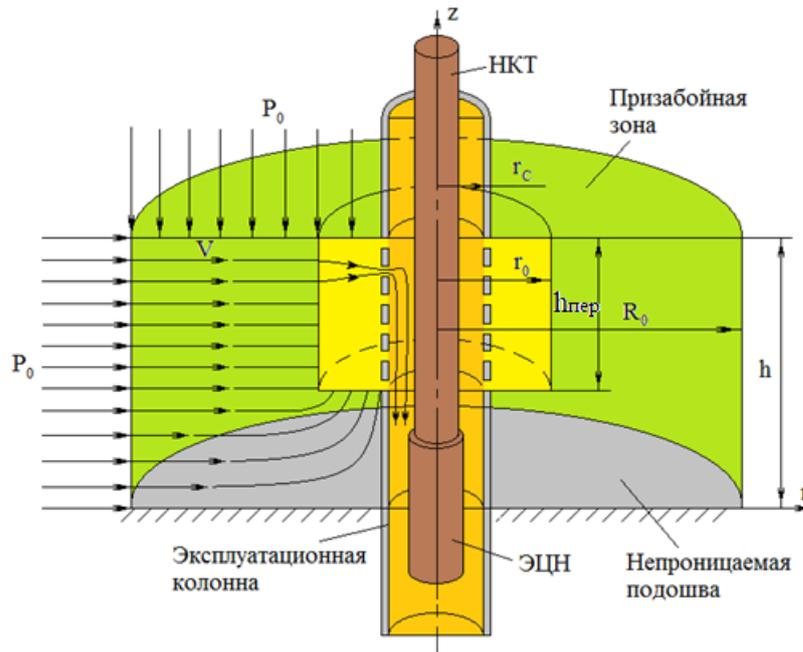


Рисунок 3.2 – Расчётная схема газонапорного режима фильтрации флюидов пласта к несовершенной скважине

Для газонапорного режима (Рисунок 3.2) зададим следующие граничные условия на поверхности подошвы пласта и на границе нефть-газ:

$$(r_c \leq r \leq R_0), \quad -\frac{\partial P}{\partial z} = 0 \quad \text{при } z = 0, \quad P = P_0 \quad \text{при } z = h.$$

На границе питания призабойной зоны:

$$r = R_0, \quad (0 \leq z \leq h), \quad P = P_0,$$

на границе виртуальной скважины $r = r_c$ задаётся распределение давление:

$$r = r_c, \quad (P)_{r=r_c} = P(z) \quad (0 \leq z \leq h_{nep}).$$

Для проведения численного моделирования профилей притока жидкости к забою скважины и расчёту распределения приведённых скоростей жидкости и газа вдоль перфорации воспользуемся исходными данными (Таблица 3.1).

Для расчётной схемы, приведённой на Рисунке 3.2, численный расчёт уравнения фильтрации жидкости (3.8) осуществляется с помощью конечно-разностного метода. Изменяя коэффициенты проницаемости призабойной

зоны скважины в диапазоне $k = k_r = k_z = 0,1 \dots 1,5$ мД, и используя исходные данные, приведённые в Таблице 3.1, были получены расчётные профили притока жидкости, и соответствующие им распределения приведённых скоростей жидкости и газа вдоль перфорации для скважин с дебитами $Q_L = 18,74; 93,7; 187,41; 281,11$ и $371,82$ м³/сут.

Таблица 3.1 – Исходные данные для расчётов профилей притока жидкости к забою скважины

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Внутренний диаметр эксплуатационной колонны в зоне перфорации, м	0,132	Газовый фактор, м ³ /м ³	268
Внешний диаметр НКТ, м	0,073	Обводненность, %	10
Глубина скважины до уровня перфорации, м	2968	Давление насыщения, атм	199
Среднепластовое давление, атм	280	Дебит жидкой фазы в поверхностных условиях, м ³ /сут	18,74
Радиус контура питания, м	250	Замеренное забойное давление, атм	182
Толщина пласта, м	14	Глубина вскрытия пласта, м	10,15
Пластовая температура, °К	353	Плотность нефти при с. у., кг/м ³	860
Плотность воды при с. у., кг/м ³	1020	Относительная плотность газа	0,8

На Рисунке 3.3 приведены результаты анализа влияния дебита скважины на распределения притока и приведённой скорости жидкости вдоль перфорированного участка скважины. На Рисунке 3.4 показано влияние дебита скважины ($Q_L = 18,74; 93,7; 187,41; 281,11$ и $371,82$ м³/сут) на расчётные зависимости приведённых скоростей газа и статического давления вдоль перфорированного участка эксплуатационной колонны. Анализ расчётных данных, приведённых на Рисунках 3.3 и 3.4, позволяет сделать заключение о линейности зависимостей $V_{SL}(h_{nep})$, $V_{Sg}(h_{nep})$ и $P(h_{nep})$ для дебитов скважины $Q_L = 18,74 \dots 371,82$ м³/сут.

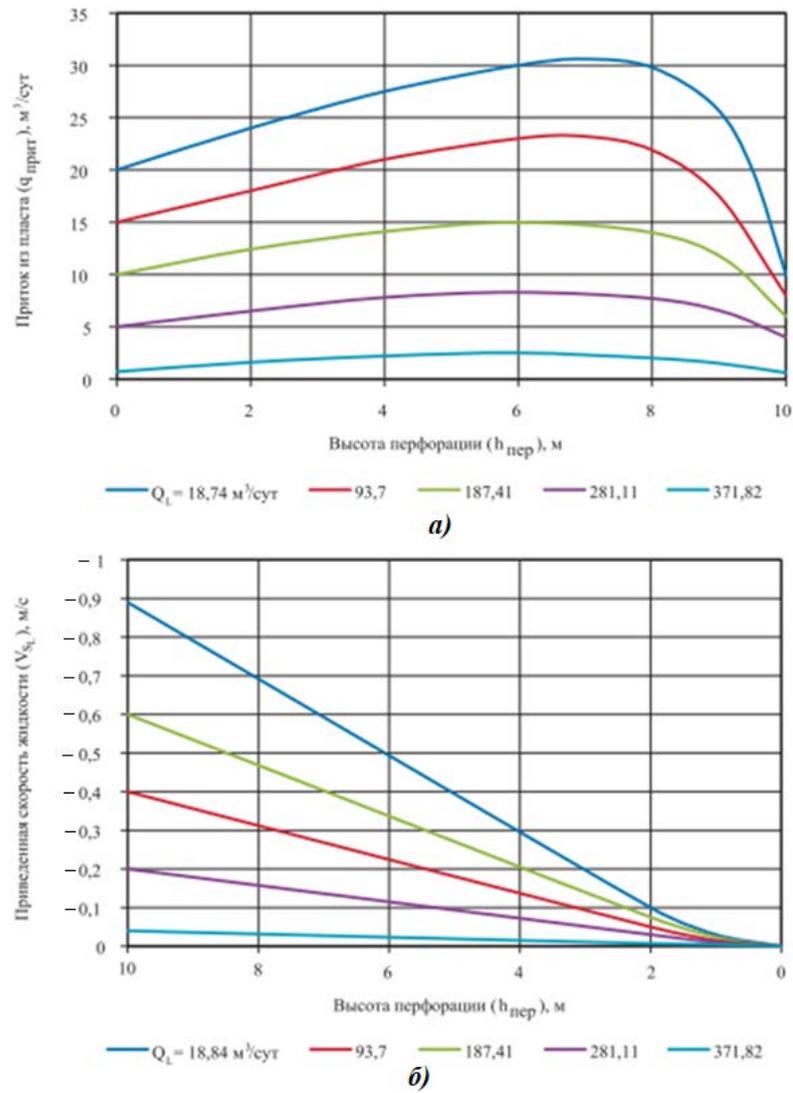


Рисунок 3.3 – Анализ влияния дебита скважины на распределения притока и приведённой скорости жидкости вдоль перфорированного участка скважины

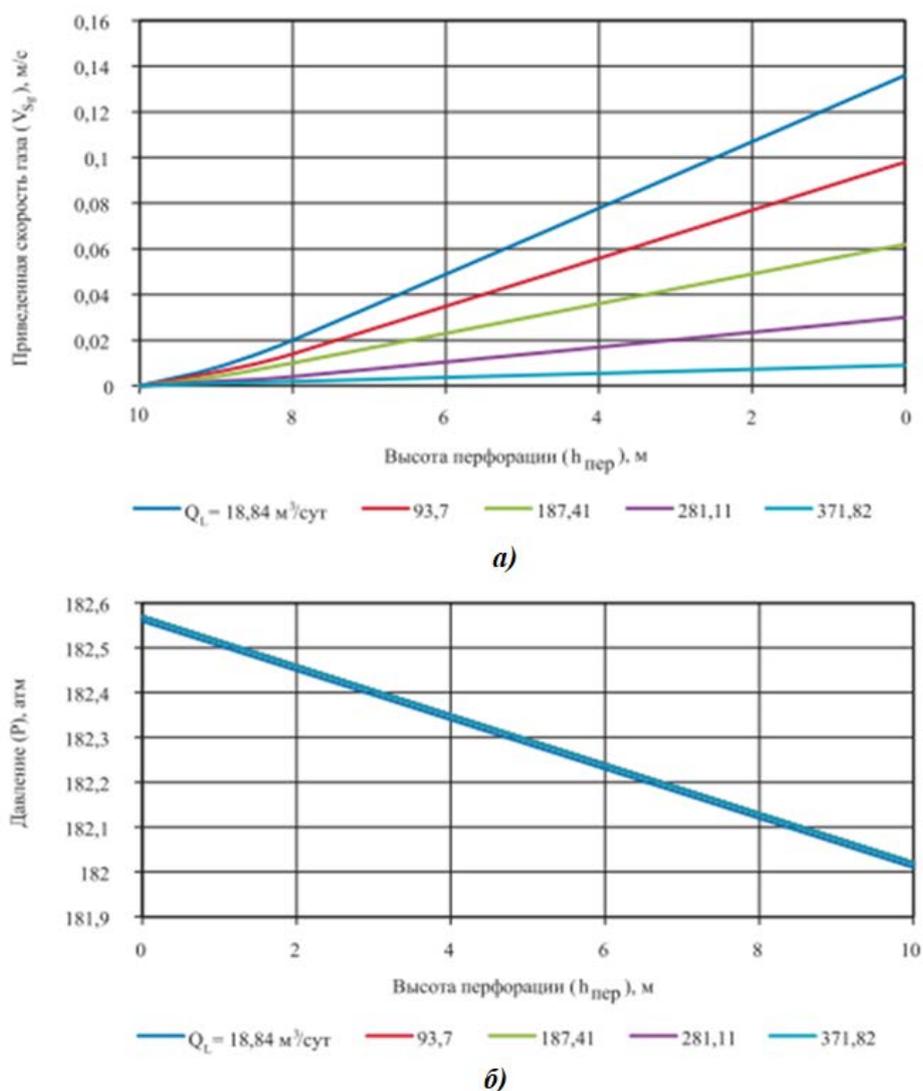


Рисунок 3.4 – Анализ влияния дебита скважины на распределение приведённой скорости газа и давления вдоль перфорированного участка скважины

Потери давления на трение газожидкостной смеси в канале кольцевой формы с перфорированной внешней стенкой и длиной $h_{пер} = 10,15$ м весьма малы и для рассмотренных дебитов скважины имеют порядок от 10^{-7} до 10^{-4} атм (Рисунок 3.5).

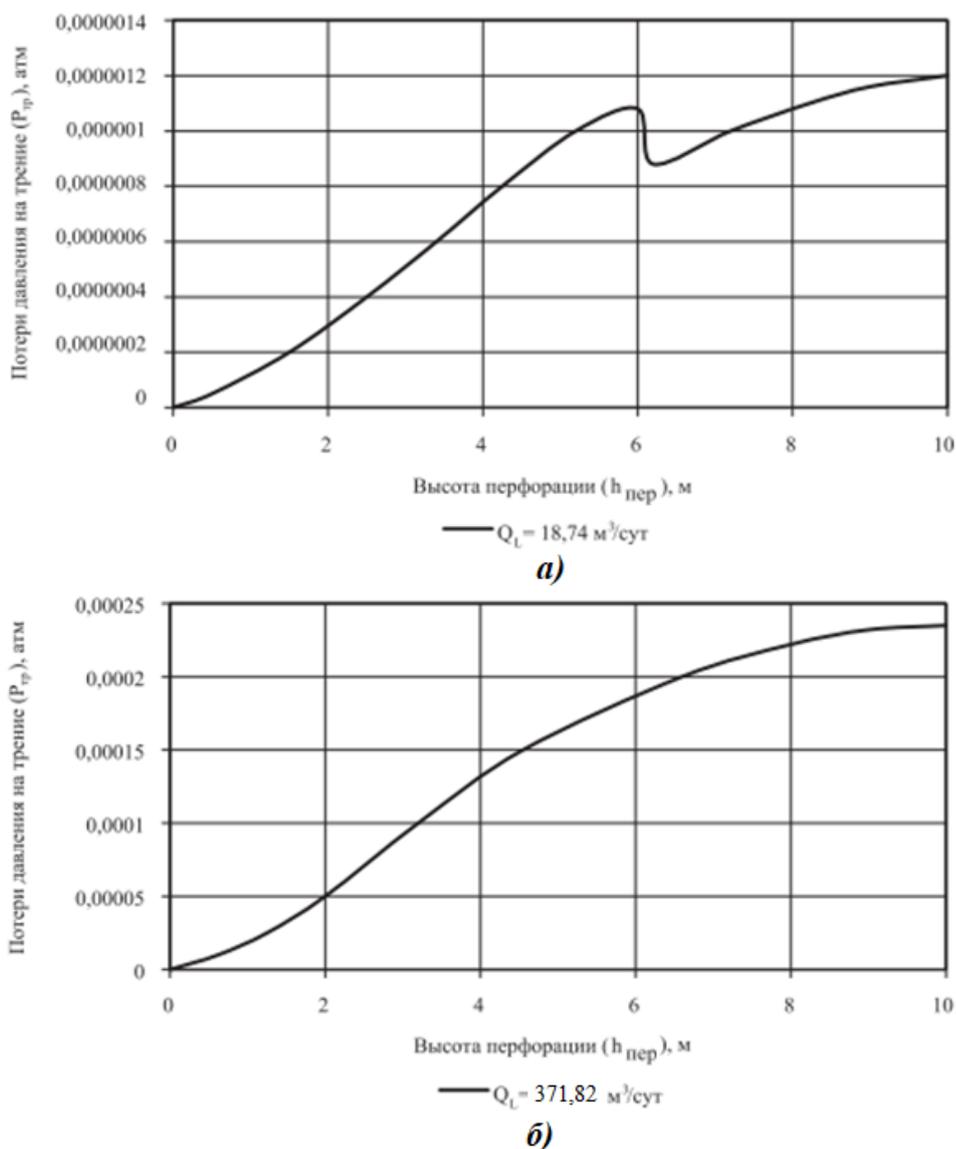


Рисунок 3.5 – Расчётные зависимости потерь давления вдоль стенки перфорированного участка скважины: а) – при низком притоке жидкости; б) – при высоком притоке жидкости

Для оценки влияния вида расчётной схемы ПЗП на вид зависимостей $V_{SL}(h_{пер})$, $V_{Sg}(h_{пер})$ и $P(h_{пер})$ проведём аналогичные расчёты для пласта с непроницаемыми кровлей и подошвой (Рисунок 3.1). Анализируя результаты полученных расчётов (Рисунки 3.4 – 3.7) можно утверждать, что вид расчётной схемы ПЗП не оказывает существенного влияния на линейность зависимостей $V_{SL}(h_{пер})$, $V_{Sg}(h_{пер})$ и $P(h_{пер})$. Полученные результаты линейности распределения исследуемых параметров в дальнейшем

использовались при разработке методики расчёта коэффициента естественной сепарации газа на приёме насоса.

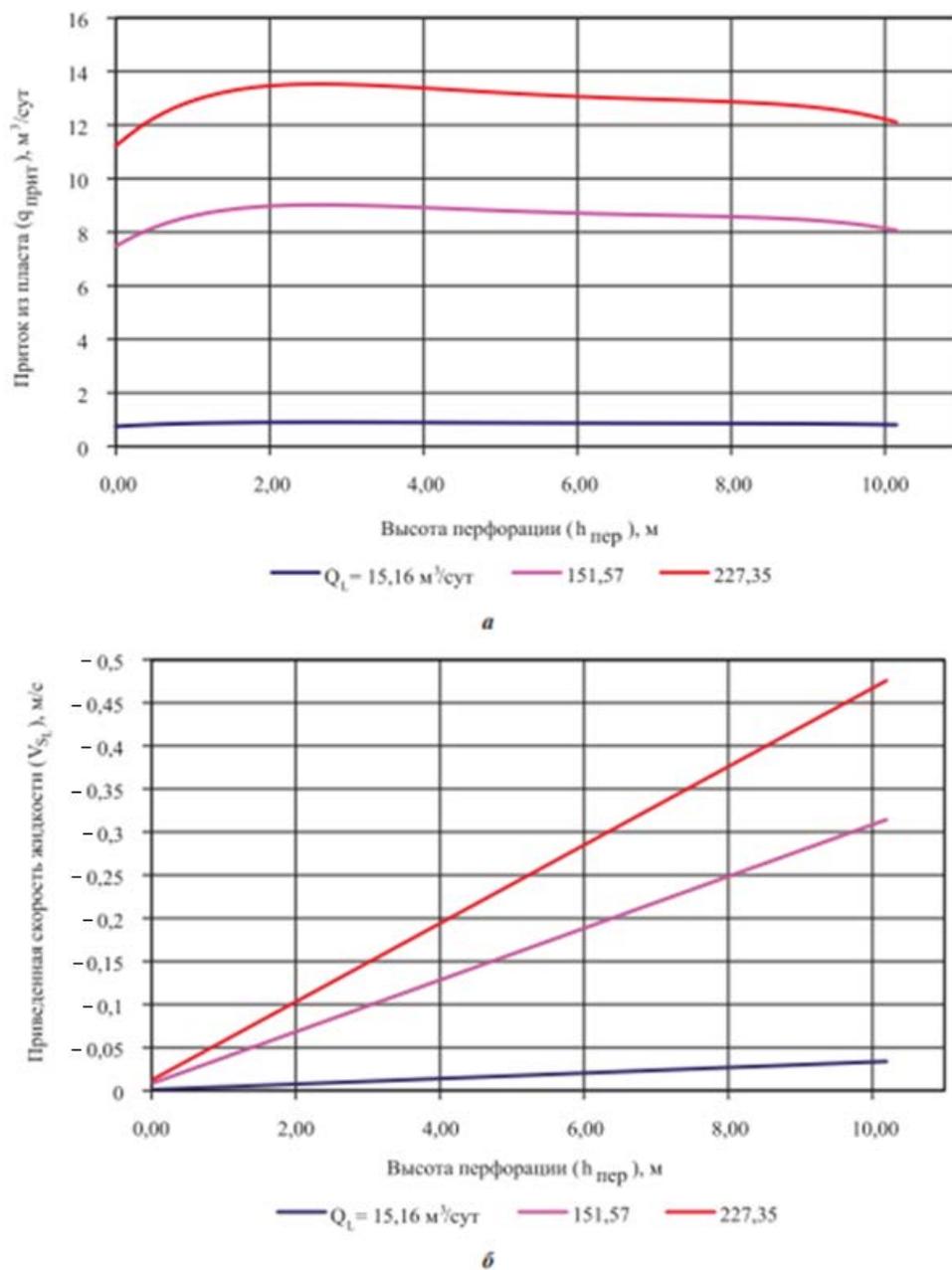


Рисунок 3.6 – Расчётные зависимости профилей притока жидкости и распределения приведённых скоростей жидкости от продольной координаты вдоль стенки перфорированного участка скважины

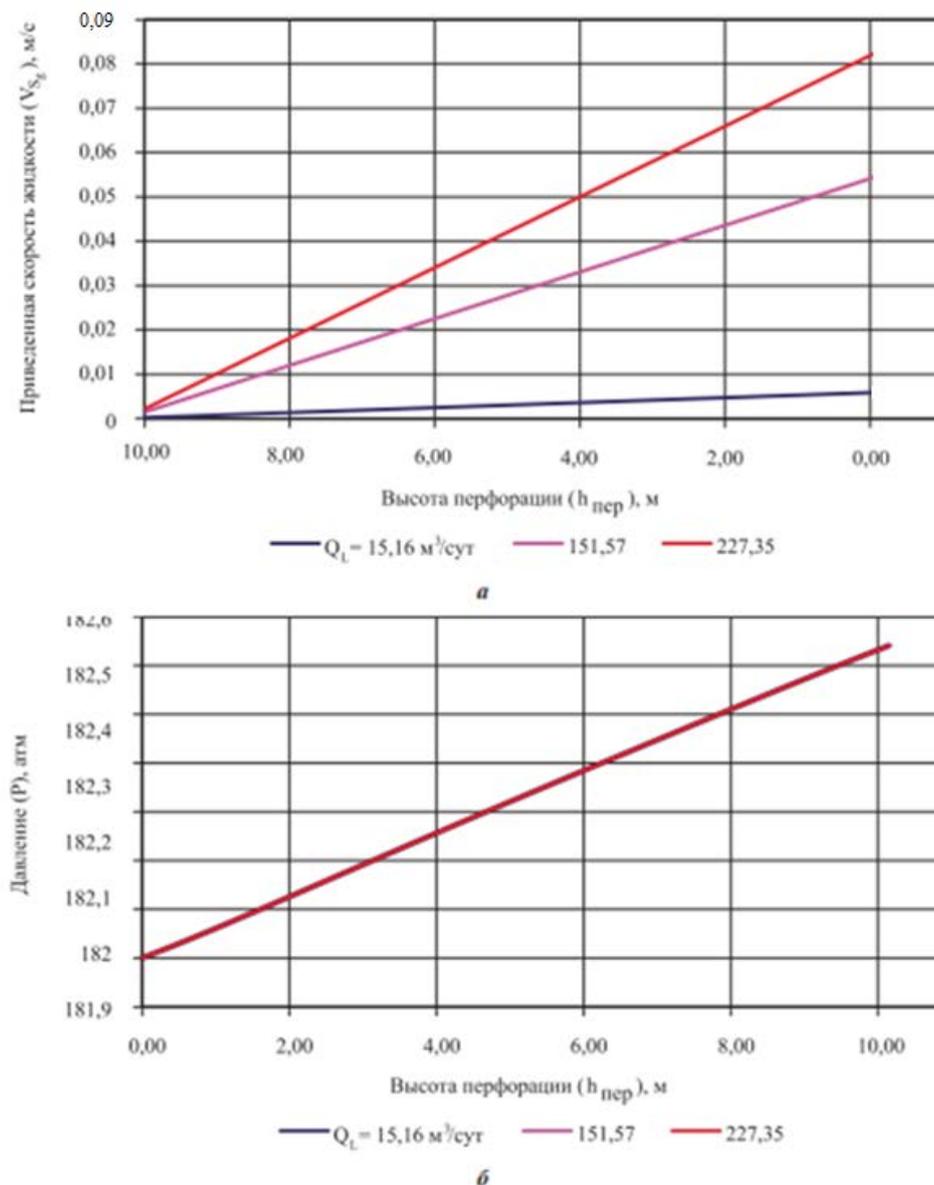


Рисунок 3.7 – Расчётные зависимости приведённых скоростей газа и статического давления от продольной координаты вдоль перфорированного участка скважины

3.1.2 Численные исследования гидродинамической структуры газожидкостного течения в зоне перфорации вертикальной скважины

В качестве инструмента для численного моделирования (численного эксперимента) в нашей работе был выбран пакет *ANSYS CFX*. Создание графической 3D модели расчётной схемы перфорированного участка трубы выполнялось в пакете *Solid Works* по заданным конструктивным параметрам. На Рисунке 3.8 показаны части конструктивной и расчётной схемы

перфорированного участка трубы для моделирования гидродинамики течения газожидкостной смеси.

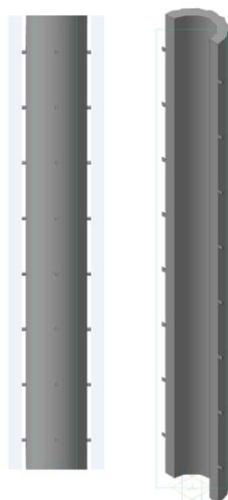


Рисунок 3.8 – Трёхмерный геометрический эскиз расчётной схемы кольцевого перфорированного участка скважины для математического моделирования в пакете *Ansys CFX*

Длина расчётной модели перфорированного участка равнялась 1 м. Малая длина расчётной модели выбиралась из следующих соображений – в математической модели двухфазного течения в пакете *Ansys CFX* одним из допущений является неизменность размера пузырька газа в процессе течения. Увеличение объёмного содержания газа осуществляется за счёт увеличения количества пузырьков газа заданного диаметра. Для создания условий адекватности моделируемого и реального течения предполагалось, что при длине канала 1 м размер пузырька газа если и изменяется, то незначительно. Перфорационные отверстия диаметром 7 мм выполнялись во внешней стенке кольцевого канала – по четыре отверстия с интервалом 120 мм в продольных плоскостях, расположенных с углом смещения 90° . Такое расположение перфорационных отверстий было выбрано для обеспечения высокой локальной концентрации пузырьков газа в продольной плоскости расположения отверстий для оценки влияния повышенного газосодержания на исследуемые параметры потока. Внешний диаметр НКТ соответствовал 88 мм, внутренний диаметр эксплуатационной колонны 132 мм.

Формирование расчётной сетки выполнялось в пакете *Ansys Mesh*. Внутренняя область расчётной схемы перфорированного участка скважины, показанная на Рисунке 3.9, разбивалась на ячейки расчётной сетки (их общее количество составляло 1184426 шт.) двух типов: мелкие вдоль стенок, и крупные в центральной части кольцевого канала (их размер составлял от 0,05 до 3,5 мм).

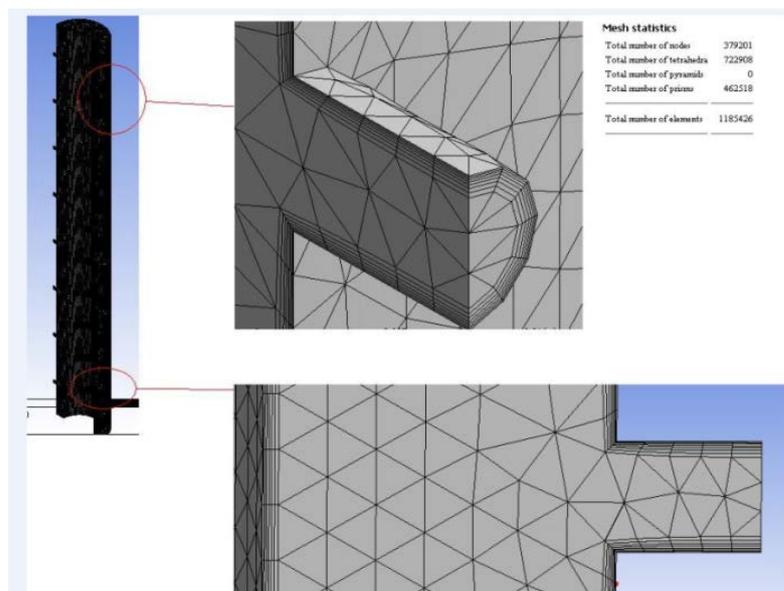


Рисунок 3.9 – Принципиальная схема формирования расчётной сетки на перфорированном участке скважины

В препроцессоре *Ansys CFX* при постановке задачи было принято:

1 В качестве жидкости и газа были выбраны:

– вода с динамической вязкостью $\mu_L = 0,001$ Па с и плотностью $\rho_L = 1000$ кг/м³ при температуре $T = 20$ °С и давлении $P = 1$ атм.;

– воздух с динамической вязкостью $\mu_g = 0,0182$ Па с и плотностью $\rho_g = 1,29$ кг/м³ при температуре $T = 20$ °С и давлении $P = 1$ атм.;

2 В качестве начальных условий использовались:

– скорость жидкости в начале итерационного процесса обнулялась в верхнем и нижнем сечениях кольцевого канала, а также на входе в перфорационные отверстия;

– профиль скорости притока к перфорационным отверстиям задавался по результатам численного моделирования фильтрационных процессов в призабойной зоне скважины. В качестве режима эксплуатации пласта был принят водонапорный режим с постоянным пластовым давлением на контуре питания. Поток в пласте был ограничен непроницаемыми поверхностями – кровлей и подошвой. Скорость притока к перфорационным отверстиям определялась по уравнениям (3.1) и (3.8).

– для каждого режима приток газа задавался пропорционально притоку жидкости и соответствовал $q_g = 0,01q_{нрпм} = 0,01q_L$, $q_g = 0,02q_{нрпм} = 0,02q_L$, $q_g = 0,05q_{нрпм} = 0,05q_L$, при $q_L = 20,81...208,1 \text{ м}^3/\text{сут}$,

В качестве математической модели была выбрана негомогенная двухфазная модель. Анализируя математическую модель двухфазного течения, заложенную в пакет *ANSYS CFX*, оценим возможности численного эксперимента. Слабым звеном двухфазной математической модели является уравнение, в котором в качестве исходного и неизменного параметра используется диаметр пузырька газа. Такой подход к моделированию двухфазного течения авторами пакета *ANSYS CFX* использовался для создания универсальной двухфазной математической модели, пригодной для расчёта движения механических частиц, пузырьков газа, корпускул нерастворимой жидкости в сплошной среде. Однако, при решении данной задачи универсальность модели существенно огрубляет результаты расчёта. Как показали результаты лабораторных экспериментов [22], радиус пузырька газа является функцией приведённой скорости газа $r_d = r_d(V_{Sg})$, а в области перфорации скважины, за счёт непрерывного притока пластового газа, приведённая скорость V_{Sg} существенно изменяется даже на небольшом расстоянии.

В этой связи были сделаны следующие выводы:

1 В математической модели двухфазного течения пакета *ANSYS CFX* изменение объёмного содержания газа α_g вдоль течения осуществляется

лишь за счёт изменения количества пузырьков газа, без учёта изменения их диаметра.

2 Математическая модель двухфазного течения пакета *ANSYS CFX* не способна моделировать структурные изменения течения газожидкостной смеси в зоне перфорации скважины (например, переход от пузырьковой структуры течения к пробковой).

3 Математическая модель двухфазного течения, реализованная в пакете *ANSYS CFX*, не учитывающая агрегатных переходов жидкой и газообразной фаз, может быть использована лишь для получения качественной картины течения.

Целью предложенного численного эксперимента являлось качественное выявление физических эффектов, оказывающих существенное влияние на процесс сепарации газа, но не учтённых в разработанной модели.

Задачами численного эксперимента являлись:

1 Подтверждение гипотезы о линейной зависимости распределения приведённых скоростей жидкой и газообразной фаз $V_{SL}(h_{пер})$ и $V_{Sg}(h_{пер})$ и статического давления $P(h_{пер})$ вдоль перфорации скважины.

2 Выявление новых физических эффектов, возникающих при течении газожидкостной смеси на перфорированном участке скважины;

3 Оценка влияния газосодержания смеси на градиент давления $\frac{dP}{dz}$.

На Рисунках 3.10 – 3.13 приведены результаты численного эксперимента по замерам приведённых скоростей жидкости и газа V_{SL} , V_{Sg} вдоль перфорированного участка скважины.

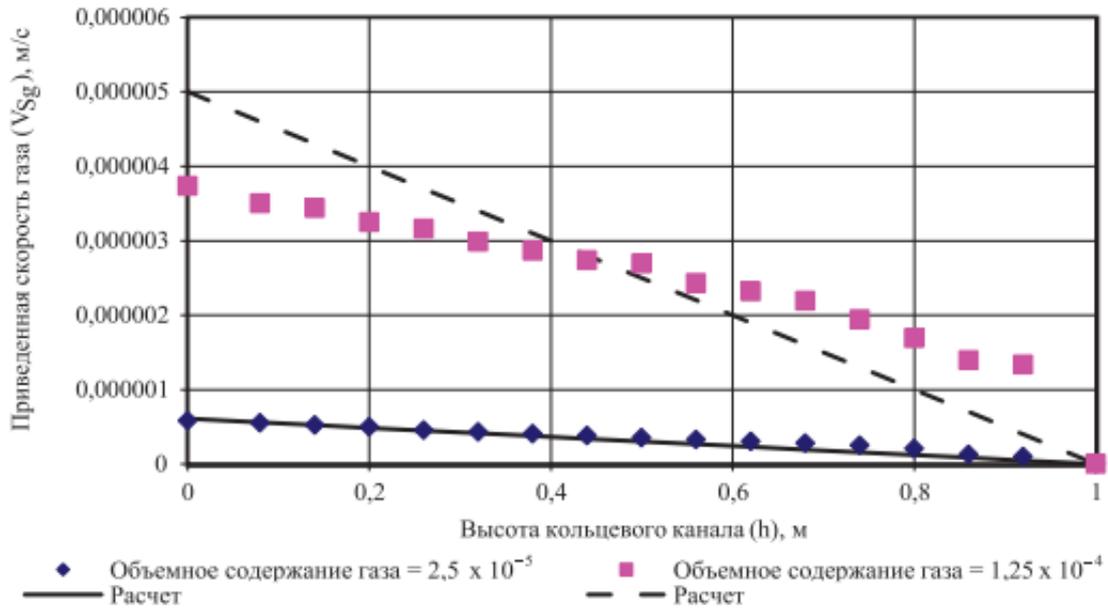


Рисунок 3.10 – Численный расчёт продольного профиля скоростей газа в плоскости перфорационных отверстий при $q_{Lnpum} = 20,81 \text{ м}^3/\text{сут}$ и

$$q_{g \text{ прит}} = 0,01q_{Lnpum}, \quad q_{g \text{ прит}} = 0,02q_{Lnpum}$$

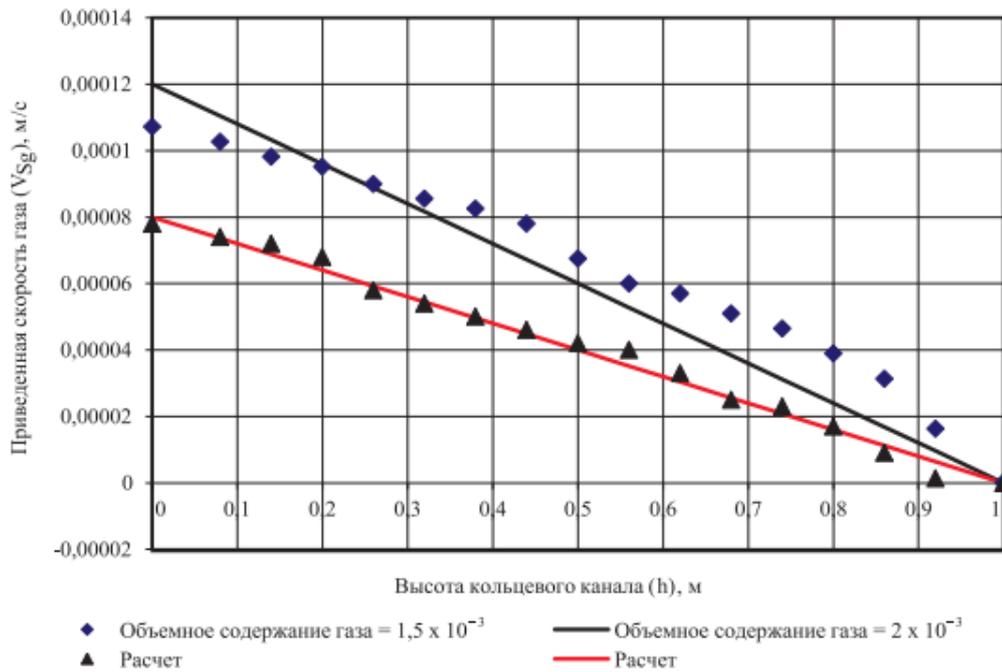


Рисунок 3.11 – Численный расчёт продольного профиля скоростей газа в плоскости перфорационных отверстий при $q_{Lnpri} = 61,45 \text{ м}^3/\text{сут}$, $q_{Lnpri} =$

$$20,81 \text{ м}^3/\text{сут} \text{ и } q_{g \text{ прит}} = 0,05q_{Lnpum}$$

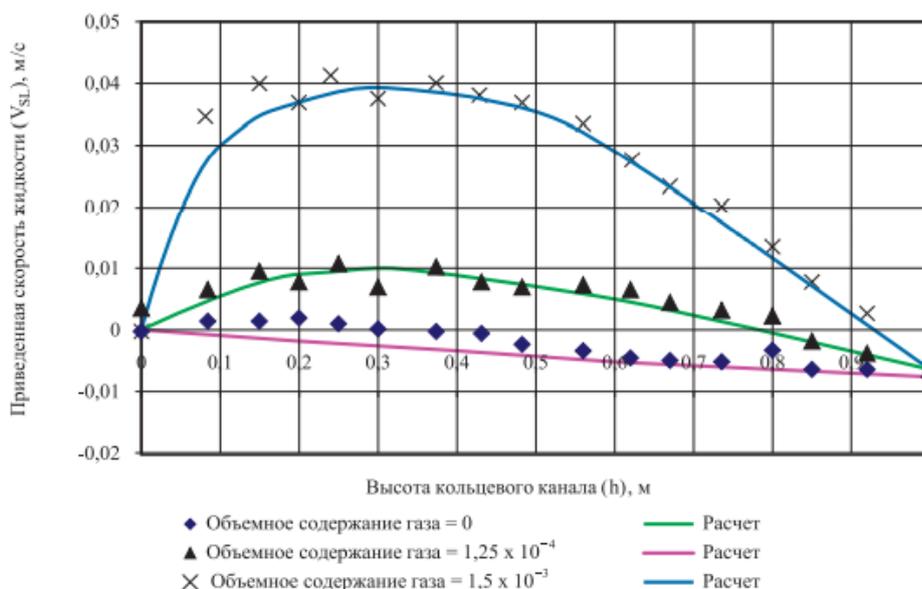


Рисунок 3.12 – Численный расчёт продольного профиля скоростей газа в плоскости перфорационных отверстий при $q_{Lnpum} = 20,81 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $q_{g npum} = 0,02q_{Lnpum}$ (среднее истинное объёмное содержание газа $\alpha_g = 1,25 \times 10^{-4}$), $q_{g npum} = 0,05q_{Lnpum}$ ($\alpha_g = 1,5 \times 10^{-3}$)

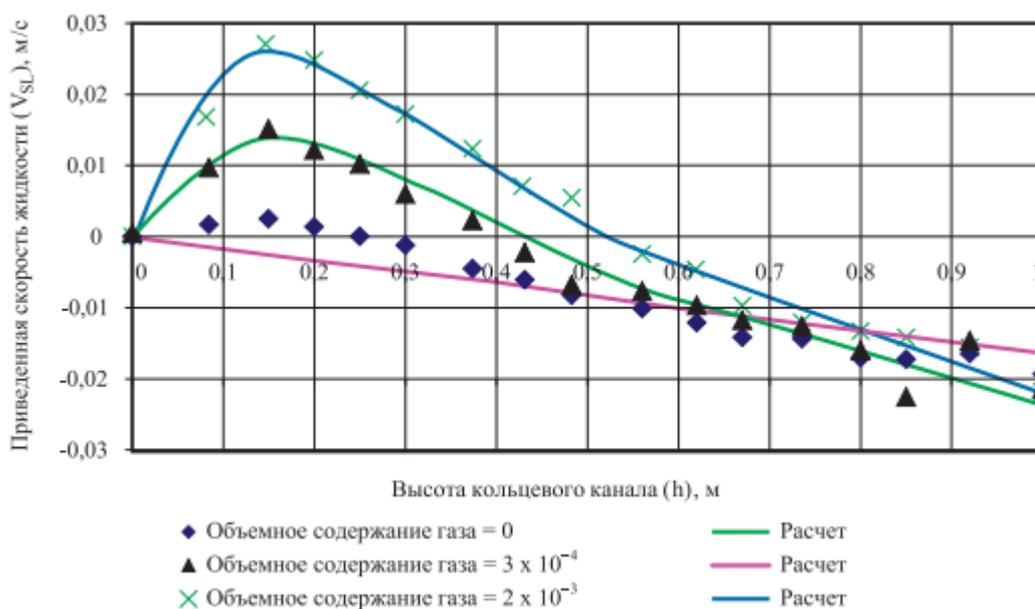


Рисунок 3.13 – Численный расчёт продольного профиля скоростей газа в плоскости перфорационных отверстий при $q_{Lnpum} = 61,45 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $q_{g npum} = 0,02q_{Lnpum}$ (среднее истинное объёмное содержание газа $\alpha_g = 3 \times 10^{-4}$), $q_{g npum} = 0,05q_{Lnpum}$ ($\alpha_g = 2 \times 10^{-3}$)

Расчётные распределения приведённых скоростей газа V_{Sg} , построенные в диапазоне притока жидкой фазы $q_{Lmpu} = 20,81 - 61,45 \text{ м}^3/\text{сут}$, и действительного объёмного содержания газа в диапазоне $\alpha_g = 2,5 \times 10^{-5} - 2 \times 10^{-3}$ демонстрируют близкую к линейной зависимость $V_{Sg} = f(h_{nep})$. Результаты расчётов распределения приведённых скоростей жидкой фазы $V_{SL} = f(h)$ приведены на Рисунках 3.12 и 3.13. Визуально наблюдается существенная нелинейность распределения приведённой скорости $V_{SL} = V_{SL}(h)$ вдоль перфорированного участка (при $q_{Lmpu} = 20,81 - 61,45 \text{ м}^3/\text{сут}$, и действительного объёмного содержания газа в диапазоне $\alpha_g = 1,25 \times 10^{-4} - 2 \times 10^{-3}$). Это объясняется тем, что пузырьки газа, всплывая в сечении перфорационных отверстий, за счёт трения увлекают за собой частицы жидкости, тем самым изменяя направление её движения.

По результатам численного эксперимента при безнапорном течении газожидкостной смеси в области перфорированного участка скважины были сделаны следующие выводы:

1 Распределение приведённой скорости газа $V_{Sg} = f(h)$ можно с достаточной точностью аппроксимировать линейной зависимостью.

2 Распределение приведённой скорости жидкой фазы $V_{SL} = f(h)$ вдоль перфорации не линейно, т.е. при моделировании процесса естественной сепарации газа в искусственно вызванном противотоке фаз, при величине притока жидкой фазы в диапазоне $q_{Lmpu} = 20,81 - 61,45 \text{ м}^3/\text{сут}$ и при объёмном содержании газа $\alpha_g > 1,25 \times 10^{-4}$, зависимость $V_{SL} = f(h)$ линейно не аппроксимируется.

3 В поперечном сечении перфорированного кольцевого канала (между областью перфорационных отверстий и областью между этими отверстиями) имеет место существенная несимметрия поля скоростей жидкости, отверстия, за счёт трения, увлекают за собой частицы жидкости, тем самым изменяя направление её движения.

3.1.3 Инженерный метод расчёта коэффициента естественной сепарации газа при установке приёмных отверстий погружного насоса ниже уровня перфорации скважины

Траектория движения частиц жидкости в кольцевом канале с перфорированной внешней стенкой во многом определяется величиной истинного объёмного содержания газа. На Рисунке 3.14 показаны траектории движения втекающих через отверстия перфорации объёмных расходов жидкости в диапазоне $20,81 - 61,45 \text{ м}^3/\text{сут}$, с действительным объёмным содержанием газа $\alpha_g < 1,25 \times 10^{-4}$ (Рисунок 3.14,а) и $\alpha_g > 1,25 \times 10^{-4}$ (Рисунок 3.14,б).

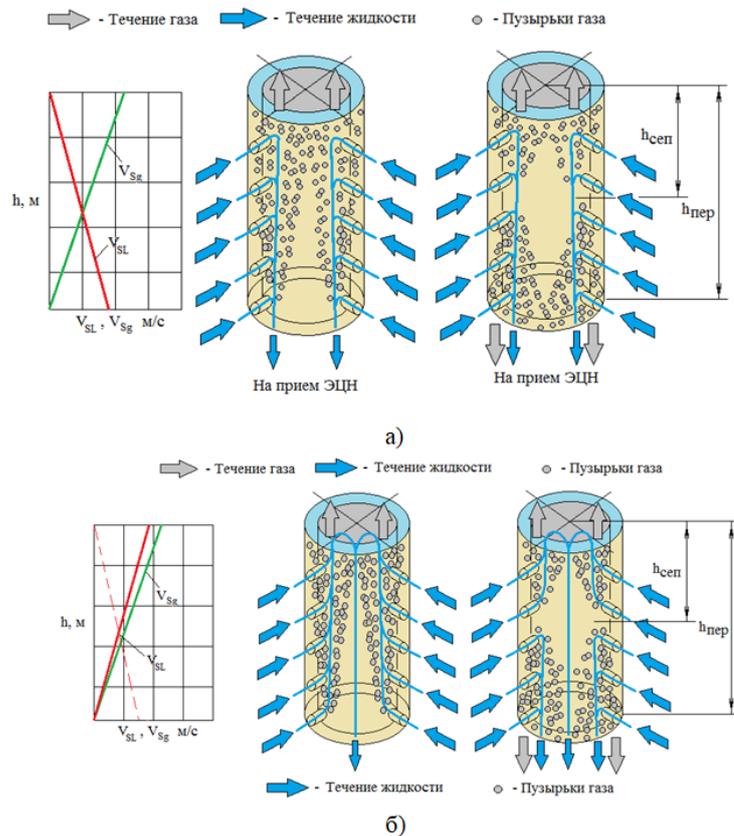


Рисунок 3.14 – Расчётные схемы модели движения жидкой фазы вдоль перфорации скважины при различных значениях действительного объёмного содержания газа: а) приток жидкой фазы $q_{Lnpri} = 20,81 - 61,45 \text{ м}^3/\text{сут}$, и действительное объёмное содержание газа в диапазоне $\alpha_g = 1,25 \times 10^{-4} - 2 \times 10^{-3}$; б) приток жидкой фазы $q_{Lnpri} = 20,81 - 61,45 \text{ м}^3/\text{сут}$, действительное объёмное содержание газа $\alpha_g < 1,25 \times 10^{-4}$

Предложенный инженерный метод расчёта коэффициента естественной сепарации газа [79] применим для схемы течения жидкости, показанной на Рисунке 3.14,а.

$$E_s = \frac{Q_{g.cen}}{Q_{g.npum}}. \quad (3.10)$$

Для данной схемы коэффициент естественной сепарации газа определяется как отношение объёмного расхода газа $Q_{g.cen}$, отсепарированного в результате разнонаправленного течения жидкости и газа на участке $h_{сеп}$ (Рисунок 3.15) в затрубное пространство скважины, к объёмному расходу газа, поступившему в скважину из призабойной зоны пласта $Q_{g.npum}$ на участке $h_{перф}$.

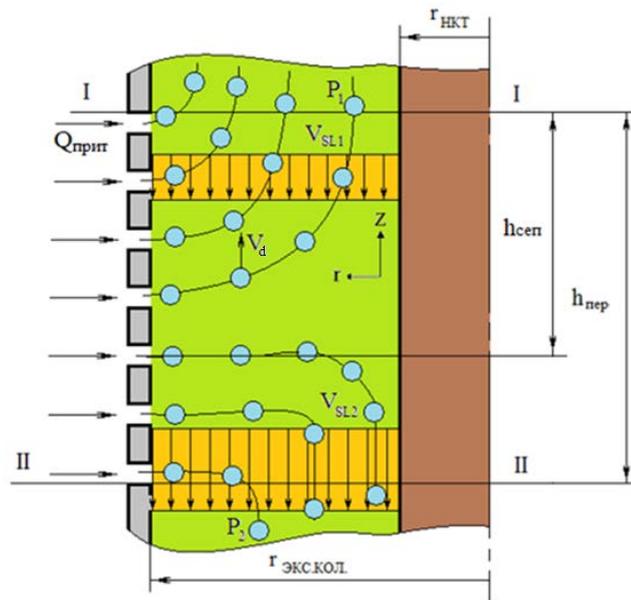


Рисунок 3.15 – Расчётная схема определения коэффициента естественной сепарации газа при разнонаправленном движении жидкой и газообразной фаз (z – продольная координата; r – радиальная координата)

При отсутствии в призабойной зоне пласта свободного газа приток газовой фазы на расстояниях вдоль перфорации $h_{сеп}$ и $h_{перф}$ можно определить как

$$Q_{cen} = \int_0^{h_{cen}} q_{npum.i.g} dz \quad \text{и} \quad Q_{перф} = \int_0^{h_{перф}} q_{npum.i.g} dz. \quad (3.11)$$

где $q_{npum.i.g} = q_{npum.i.L} (1-n) B_0 (R_{sb} - R_s) B_g$ – распределение газа, выделившегося из нефти на участке перфорации скважины;

$$B_o = \frac{B_o(P_{wf}, T_{wf})}{B_o(P_b, T_{nl})}, \quad B_g = \frac{P^{sc} Z T_{wf}}{P_{wf} T^{sc}} - \text{объёмные коэффициенты нефти и газа на}$$

забое скважины, соответственно;

P^{sc}, T^{sc} – давление и температура в поверхностных условиях;

P_{wf}, T_{wf} – давление и температура на забое скважины;

P_b, T_{nl} – давление насыщения нефти газом и температура пласта, соответственно;

R_{sb}, R_s – газосодержание нефти в пласте и на забое скважины, соответственно;

n – обводнённость добываемой продукции.

Зная приток газонасыщенной жидкости вдоль перфорированного участка скважины, можно определить распределение приведённых скоростей жидкости V_{SLi} и газа V_{Sgi} в виде соотношений

$$V_{SLi} = \frac{q_{npum.i.L}}{S}; \quad (3.12)$$

$$V_{Sgi} = \frac{q_{npum.i.L} (1-n) (R_{sb} - R_s) B_o P^{sc} T_{wf} Z / (T^{sc} P_{wf})}{S}, \quad (3.13)$$

где S – площадь поперечного сечения затрубного пространства в области перфорации скважины.

Для определения коэффициента естественной сепарации газа необходимо знать величину геометрического параметра $h_{сеп}$ (Рисунок 3.15). Для этого воспользуемся корреляцией «DRIFT-FLUX» [80], позволяющей рассчитать действительную скорость газа в области перфорированного участка скважины

$$V_{gi} = C_0 (-V_{SLi} + V_{Sgi}) + V_d, \quad (3.14)$$

где знак « \leftarrow » указывает направление вектора скорости к нижней границе области перфорированного участка;

знак «+» к верхней границе области перфорированного участка;

V_d – скорость проскальзывания;

C_0 – эмпирический коэффициент распределения пузырьков газа в кольцевом сечении скважины;

V_{SLi} и V_{Sgi} – значения приведённых скоростей жидкости и газа, полученных из уравнений (3.12) и (3.13), соответственно.

Физическое явление всплытия в жидкости пузырька газа достаточно хорошо изучено. Известны выражения для расчёта действительной скорости движения пузырька газа как в неподвижной жидкости, так и в жидкости, движение которой совпадает с направлением выталкивающей силы, действующей на пузырёк газа. В данном разделе диссертации рассматривается случай, когда направление выталкивающей силы, действующей на пузырёк газа, противоположно направлению движения жидкости. В этом случае возможны два варианта – когда вектор скорости пузырька газа совпадает с направлением течения жидкости, и направлен против её течения.

Для получения корреляции для расчёта скорости проскальзывания пузырька газа V_d относительно жидкости воспользуемся подходом, предложенным в работе [81]. На пузырёк газа в жидкости действуют следующие силы:

– сила гидродинамического сопротивления сферы $F_d = -\frac{1}{2}C_{d\infty}\rho_L A_d V_d^2$;

– выталкивающая сила, действующая на пузырёк газа сферической формы $F_b = B_d \rho_L |g|$;

– сила от динамического напора потока жидкости $F_p = -B_d \frac{dP}{dz}$;

– сила тяжести сферического пузырька газа $F_g = -B_d \rho_g |g|$,

где $B_d = \frac{4}{3}\pi r_d^3$ – объём сферического пузырька газа; $A_d = \pi r_d^2$ – площадь

поперечного сечения сферического пузырька газа; r_d – радиус пузырька газа.

Решением следующего уравнения баланса сил

$$\vec{F}_d + \vec{F}_b + \vec{F}_g + \vec{F}_p = 0 \quad (3.15)$$

можно получить корреляцию для расчёта скорости проскальзывания газа в условиях противотока жидкости:

$$V_d = \sqrt{\frac{2 r_d \left[(\rho_L - \rho_g) g - \frac{dP}{dz} \right]}{9 C_{doo} \rho_L}}.$$

Подставив в полученную корреляцию соотношение Стокса для расчёта коэффициента гидродинамического сопротивления сферы $C_{doo} = \frac{24}{\text{Re}}$ и

$\text{Re} = \frac{2 r_d |V_d| \rho_L}{\mu_L}$, а также используя линейную аппроксимацию градиента давления $\frac{dP}{dz}$, окончательно получим

$$V_d = \frac{r_d^2 \left[g (\rho_L - \rho_g) - \frac{dP}{dz} \right]}{54 [\mu_0 (1-n) + \mu_w n]}, \quad (3.16)$$

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

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

На Рисунке 3.16 приведена картина движения пузырька газа в перфорированной области скважины при создании противотока жидкости. Для определения диаметра пузырька газа (r_d) в зависимости от приведённой скорости газа можно воспользоваться корреляцией *Marquez* [22]

$$r_d = \frac{0,0762}{71,617 \left(1 - e^{-7,769 V_{Sg}(h_{неф})} \right)} \frac{V_{Sg}(h_{неф})}{V_{Sg}(h_{неф}) + V_{\infty z}}. \quad (3.17)$$

где $V_{\infty z} = 1,53 \left[\frac{\sigma_L (\rho_L - \rho_g) g}{\rho_L^2} \right]^{0,25}$ – скорость всплытия единичного пузырька газа в неподвижной жидкости [82, 83];

σ_L – коэффициент поверхностного натяжения на границе фаз.

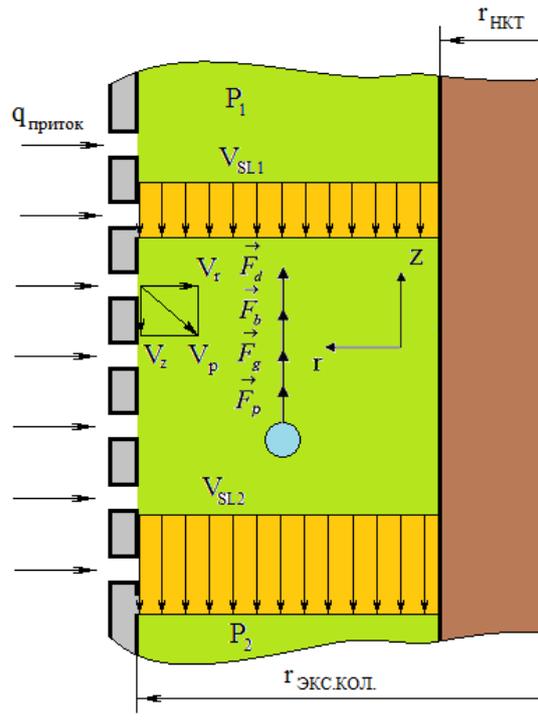


Рисунок 3.16 – Расчётная схема движения пузырька газа в перфорированной области скважины при создании противотока жидкости

На Рисунке 3.17 приведены результаты расчётов действительной скорости газа в области перфорации скважины (по уравнению (3.14) для вскрытого пласта с непроницаемыми кровлей и подошвой для различных дебитов скважины Q_L в поверхностных условиях. Сечение, соответствующее $h_{\text{сеп}}$, в данном случае определяется по нулевому значению действительной скорости газа. Расчёты рассмотренных дебитов скважины $Q_L = 151,57$ и $227,35$ м³/сут показали, что пузырьки газа изменяют направление своего движения вверх на движение вниз (на вход в УЭЦН) на глубине $h_{\text{сеп}} = 6$ и 4 м. При дебите скважины $Q_L = 15,16$ м³/сут направление движения пузырьков газа вверх по затрубному пространству не изменяется по всей глубине перфорированного участка скважины, что означает, что при малых подачах насоса весь газ отбирается из жидкости, и коэффициент естественной сепарации равен $E_s = 1$.

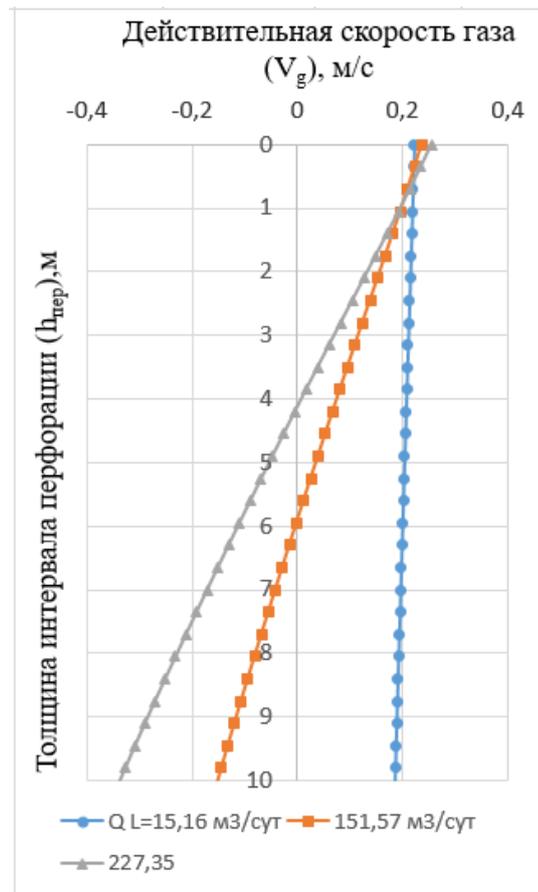


Рисунок 3.17 – Численный расчёт действительной скорости газа вдоль кольцевого участка перфорации

Проведённые численные расчёты позволили сделать заключение о линейности зависимостей приведённых скоростей жидкости и газа от длиннового параметра $h_{пер}$ (Рисунки 3.6,б и 3.7,а). Подобный вид зависимостей приведённых скоростей позволяет воспользоваться геометрическим подобием прямоугольных треугольников $A_2B_2C_2$ и $A_2D_2E_2$ (Рисунок 3.18) для вывода аналитического соотношения для расчёта коэффициента естественной сепарации газа, выраженного через геометрические параметры h_{cen} и $h_{пер}$ в виде

$$E_s = \frac{Q_{g1} - Q_{gicen}}{Q_{g1}} = \frac{V_{Sg1} - V_{Sgcen}}{V_{Sg1}} = \frac{h_{cen}}{h_{пер}}, \quad (3.18)$$

где Q_{g1}, Q_{gicen} – суммарный объёмный расход газа, поступающего в скважину, и объёмный расход газа на глубине перфорации $h_{сеп}$, соответственно;

V_{Sg1}, V_{Sgcen} – приведённая скорость газа на верхней границе перфорации и приведённая скорость газа на глубине перфорации h_{cen} .

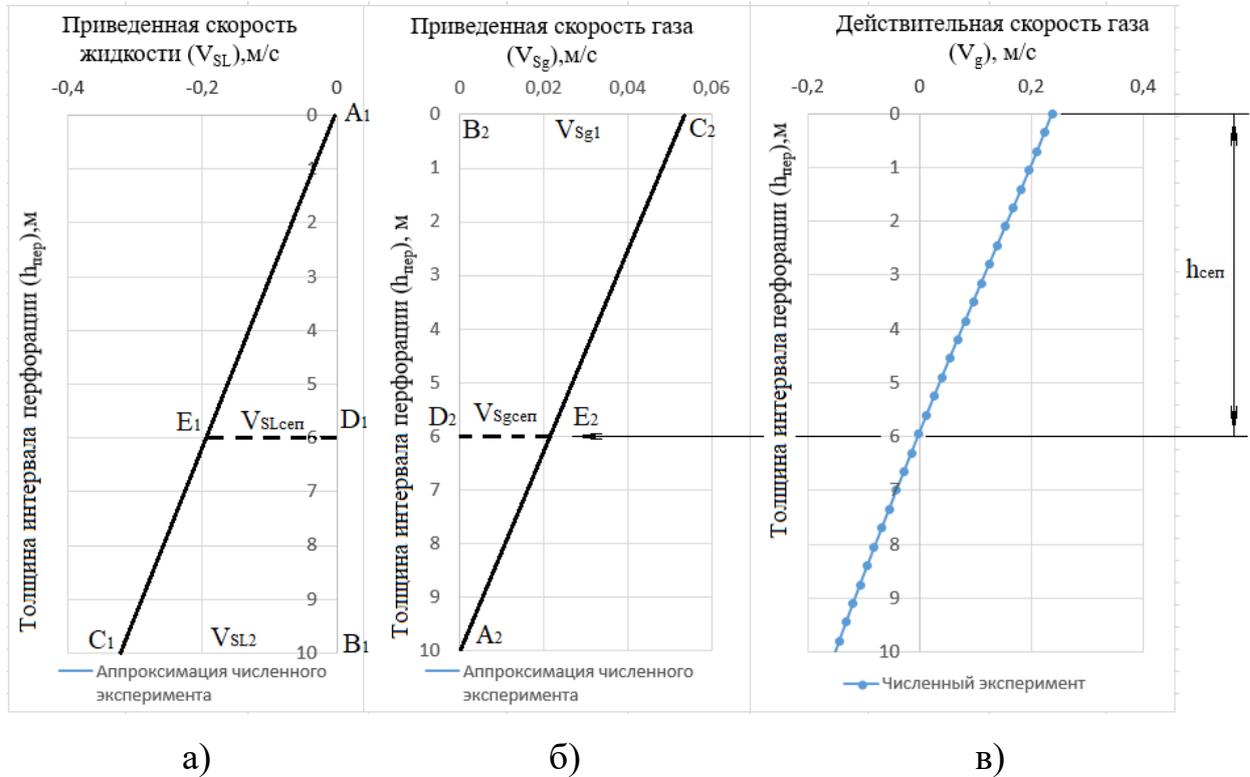


Рисунок 3.18 – Расчётная схема определения коэффициента естественной сепарации газа при спуске ЭЦН ниже уровня перфорации эксплуатационной колонны: а) результаты численного эксперимента по определению приведённой скорости жидкости в области перфорации скважины; б) результаты численного эксперимента по определению приведённой скорости газа в области перфорации скважины; в) определение действительной скорости газа вдоль перфорированного участка скважины

Значения приведённых скоростей жидкости и газа на глубине h_{cen} можно выразить из подобия прямоугольных треугольников $A_1B_1C_1$, $A_1D_1E_1$ и $A_2B_2C_2$,

$A_2D_2E_2$ с использованием соотношения $E_s = \frac{h_{cen}}{h_{пер}}$ в виде

$$V_{SLcen} = E_s V_{SL2} \text{ и } V_{Sgcen} = V_{Sg1}(1 - E_s). \quad (3.19)$$

Подставив выражения (3.19) в уравнение (3.14) для расчёта действительной скорости газа в области сепарации скважины, получим

$$0 = C_0(-V_{SLcen} + V_{Sgcn}) + V_d. \quad (3.20)$$

Таким образом, выражение для расчёта коэффициента естественной сепарации примет вид

$$E_s = \frac{V_{Sg1} + V_d / C_0}{V_{Sg1} + V_{SL2}}, \quad (3.21)$$

где $V_{SL2} = \frac{Q_L(1-n)B_0 + Q_L n}{S}$;

$$V_{Sg1} = \frac{Q_L(1-n)B_0(R_{sb} - R_s)B_g}{S} - \text{приведённые скорости жидкости и газа,}$$

выраженные через дебит скважины в поверхностных условиях;

Q_L – дебит жидкой фазы в поверхностных условиях;

$B_o = B_o(P_{wf}, T_{wf})$, B_g – объёмные коэффициенты нефти и газа, соответственно.

В Таблице 3.2 приведены исходные данные для расчёта коэффициентов естественной сепарации численным (уравнение (3.10)) и аналитическим методами (уравнение (3.21)). На Рисунке 3.19 приведено сопоставление результатов расчёта коэффициентов естественной сепарации газа, полученных численным (в пакете *Ansys CFX*) и аналитическим методами для различных наружных диаметров НКТ.

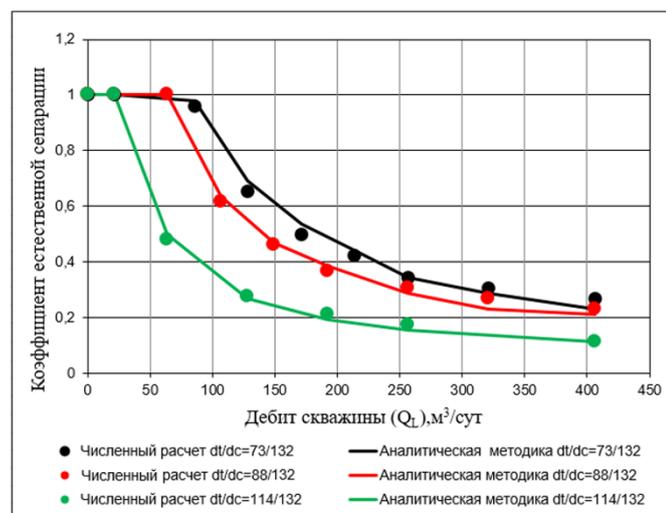


Рисунок 3.19 – Сопоставление результатов расчёта коэффициентов естественной сепарации газа, полученных численным и аналитическим методами (d_t – наружный диаметр НКТ, d_c – внутренний диаметр эксплуатационной колонны)

Таблица 3.2 – Исходные данные для расчётов уравнений (3.10) и (3.21)

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Диаметр эксплуатационной колонны (внутренний), м	$d_c = 0,132$	Газосодержание при давлении насыщения, м ³ /м ³	$R_{sb} = 268$
Диаметр НКТ или УЭЦН (внешний), м	$d_t = 0,073$ $d_t = 0,088$ $d_t = 0,114$	Обводнённость скважинной продукции, %	$N = 10$
Глубина эксплуатационной колонны до уровня перфорации, м	$L_c = 2968$	Давление насыщения нефти газом, атм	$P_b = 199$
Среднее пластовое давление, атм	$P_{пл} = 280$	Дебит жидкой фазы в поверхностных условиях, м ³ /сут	$Q_L = 151,57$
Радиус пласта по контуру питания, м	$R_o = 250$	Давление на забое скважины, атм	$P_{wf} = 182 - 122$
Толщина нефтяного пласта, м	$h = 14$	Толщина интервала перфорации, м	$h_{пер} = 10,15$
Температура в забое скважины, °К	$T_{wf} = 353$	Плотность разгазированной нефти, кг/м ³	$\rho_o = 860$
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м ³	$\rho_w = 1020$	Относительная плотность попутного нефтяного газа	$\gamma_g = 0,8$
Коэффициент проницаемости пласта, мД	$K = 1-17$	Вязкость пластовой жидкости, сП	$\mu_c = 3$

3.2 Разработка алгоритма мониторинга подачи погружного насоса с помощью «виртуального расходомера»

Определяющими элементами концепции интеллектуального месторождения являются получение и обработка эксплуатационных данных, необходимых для построения обратной связи по управлению добычей углеводородов и основными ресурсами месторождения. В условиях Западной Сибири, где развито кустовое бурение, для учёта добытой продукции применяются, в основном, АГЗУ. Рассматривая условия эксплуатации нефтяных месторождений, находящихся на поздних стадиях разработки, при наличии преимущественно малодебитных, высокообводнённых скважин, становится очевидным, что экономический фактор – стоимость замерной установки в пересчёте на каждую скважину является ключевым параметром

при выборе инструмента измерения. Решение проблемы заключается в использовании вместо замерного устройства скважины компьютерного алгоритма, так называемого «виртуального» расходомера [84,85]. Для его работы необходимы следующие замеры устьевых эксплуатационных параметров скважины: динамического уровня или давления на приёме УЭЦН, буферного давления $P_{буф}$, давления газа в затрубном пространстве скважины $P_{затр}$, а также замеры электрических эксплуатационных параметров ПЭД: частоты переменного тока $f_{замер}$, силы тока $I_{замер}$ и напряжения $U_{ф,замер}$ питающей электрической сети. Разработанный алгоритм расчёта дебита скважины 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:

$$N_{потр,ЭЦН i} = N_{пол,ПЭД i} \quad (3.22)$$

Потребная мощность ЭЦН определяется как

$$N_{потр,ЭЦН i} = \frac{[P_{буф.} - P_{затр.} + \rho_L g H_{дин i}^{замер}] Q_{ЭЦН}^{расч}}{\eta(Q_{ЭЦН}^{расч}, f_{замер,i}^*)} \quad (3.23)$$

где $f_{замер,i}^* = f_{замер,i} / 50$ – текущая относительная частота питающей сети;

$$H(Q_{ЭЦН}^{расч}, f_{замер,i}^*) = \left(a + b Q_{ЭЦН}^{расч} / f_{замер,i}^* + c (Q_{ЭЦН}^{расч} / f_{замер,i}^*)^2 + \dots + d (Q_{ЭЦН}^{расч} / f_{замер,i}^*)^n \right) N_{ступ} f_{замер,i}^{*2}$$

– расходно-напорная характеристика ЭЦН при заданной частоте частотного преобразователя $f_{замер,i}^*$;

a, b, c, d – эмпирические коэффициенты; $N_{ступ}$ – число ступеней ЭЦН;

$$\eta(Q_{ЭЦН}^{расч}, f_{замер,i}^*) = \left(e + k Q_{ЭЦН}^{расч} / f_{замер,i}^* + l (Q_{ЭЦН}^{расч} / f_{замер,i}^*)^2 + \dots + m (Q_{ЭЦН}^{расч} / f_{замер,i}^*)^n \right) N_{ступ} f_{замер,i}^{*3}$$

– кривая КПД насоса при заданной частоте частотного преобразователя f_i^* ;

e, k, l, m – эмпирические коэффициенты.

Полезная мощность ПЭД определяется как

$$N_{пол,ПЭД i} = M_i \omega_i, \quad (3.24)$$

где M_i – момент на валу ПЭД для i -ого момента времени;

ω_i – угловая скорость вращения вала ПЭД для i -ого момента времени.

Для определения момента и угловой скорости вращения на валу погружного асинхронного электродвигателя была использована электрическая схема замещения [86], приведённая на Рисунке 3.20.

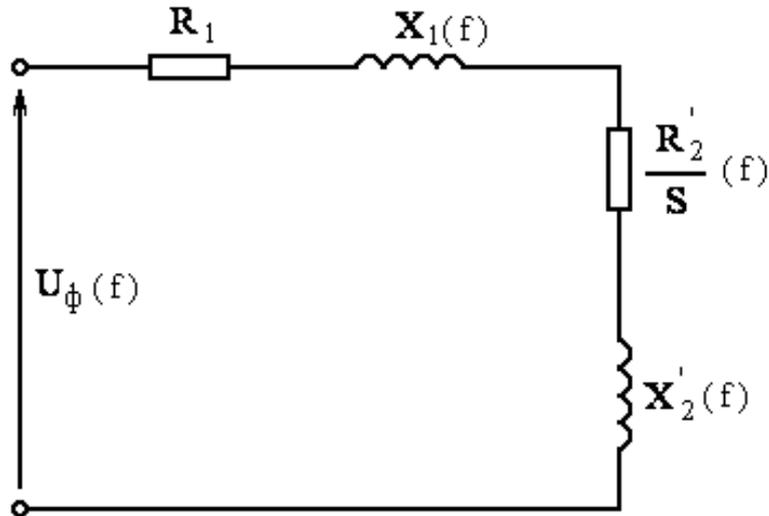


Рисунок 3.20 – Расчётная схема асинхронного электродвигателя

Момент на валу электродвигателя M_i определяется по замеренной частоте $f_{зам, i}$, и питающему напряжению $U_{ф, зам}$ как [86]

$$M_i = \frac{\sqrt{3} \left(U_{\phi, \text{замер}} \sqrt{f_{\text{замер}, i}^*} \right)^2 r_2' \frac{\omega_0 f_{\text{замер}, i}^*}{\omega_0 f_{\text{замер}, i}^* - \omega_i}}{\omega_0 f_{\text{замер}, i}^* \left[\left(r_1 + r_2' \frac{\omega_0 f_{\text{замер}, i}^*}{\omega_0 f_{\text{замер}, i}^* - \omega_i} \right)^2 + f_{\text{замер}, i}^{*2} (x_1 + x_2')^2 \right]}, \quad (3.25)$$

где r_1 – активное сопротивление статора погружного электродвигателя;

r_2' – активное приведённое сопротивление ротора погружного электродвигателя;

x_1 – индуктивное сопротивление статора погружного электродвигателя;

x_2' – индуктивное сопротивление ротора, приведённое к статорной обмотке погружного электродвигателя;

$\omega_0 = \frac{\pi 3000}{30}$ – синхронная угловая скорость вала погружного электродвигателя.

Угловая скорость ω_i для i -ого момента времени определяется по замеренному значению силы тока $I_{\text{зам},i}$ из уравнения

$$I_{\text{зам},i} = \sqrt{\left(I_{\mu} + I_{2i}' \cos(\alpha_i)\right)^2 + \left(I_{\text{ha}} + I_{2i}' \sin(\alpha_i)\right)^2}, \quad (3.26)$$

где $I_{2i}' = \frac{U_{\phi, \text{замер}}}{\sqrt{\left(r_1 + r_2' \frac{\omega_0 f_{\text{замер},i}^*}{\omega_0 f_{\text{замер},i}^* - \omega_i}\right)^2 + f_{\text{замер},i}^{*2} (x_1 + x_2')^2}}$ – приведённый ток

ротора;

I_{μ} – ток намагничивания;

I_{ha} – активная составляющая тока холостого тока;

$$\alpha_i = \arcsin \left(\frac{\sqrt{\frac{U_{\phi, \text{замер}}^2}{(x_1 + x_2')^2 f_{\text{замер},i}^{*2}} - (I_{2i}')^2}}{\frac{U_{\phi, \text{замер}}}{(x_1 + x_2') f_{\text{замер},i}^*}} \right).$$

Замеры динамического уровня могут определяться по данным давления на приёме насоса в виде

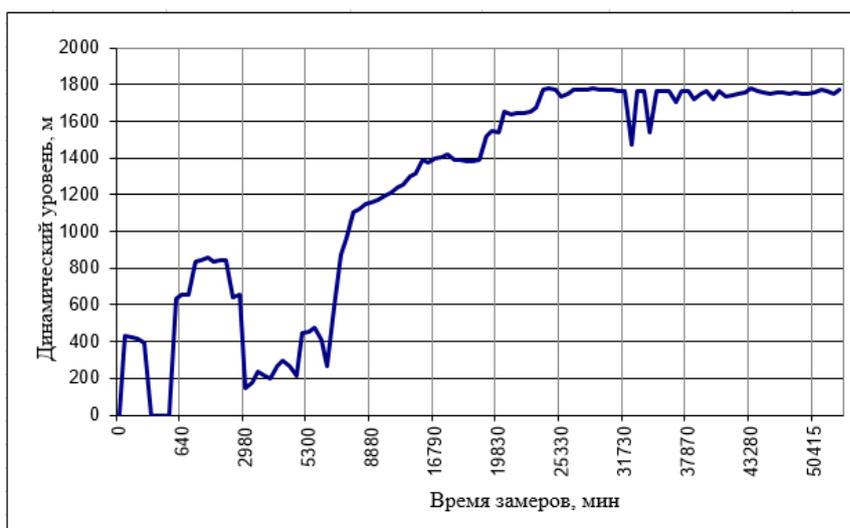
$$H_{\text{дин},i}^{\text{замер}} = L_{\text{сп}} - \frac{P_{\text{вх},i} - P_{\text{запр}}}{\rho_L g}, \quad (3.27)$$

или с помощью замера эхолотом-автоматом $H_{\text{дин}}^{\text{замер}}$,

где $P_{\text{вх},i}$ - замер давления на приёме насоса для i -ого момента времени.

Решая уравнение (3.22) относительно $Q_{\text{ЭЦН}}^{\text{расч}}$, получим расчётное значение подачи насоса. Данный алгоритм подробно описан в работах [87-89], как алгоритм расчёта «виртуального» расходомера скважины. На примере вывода на режим скважины № 503 Барсуковского месторождения по заданным

замерам динамического уровня (Рисунок 3.21,а) и заданным замерам давления на приёме насоса (Рисунок 3.21,б) были проведены расчёты дебита скважины, сопоставленные с фактическими замерами АГЗУ (Рисунок 3.22). Сопоставление результатов расчётов показало, что более достоверными данными для расчёта дебита скважины являются замеры давления на приёме насоса. Показания эхолота менее достоверны, особенно при наличии в затрубном пространстве скважины пузырьков газа.



а)



б)

Рисунок 3.21 – Мониторинг замеров: а) динамического уровня; б) давления на приёме ЭЦН, месторождение Барсуковское, куст № 2, скважина № 503, ЭЦН-160, ПЭД80

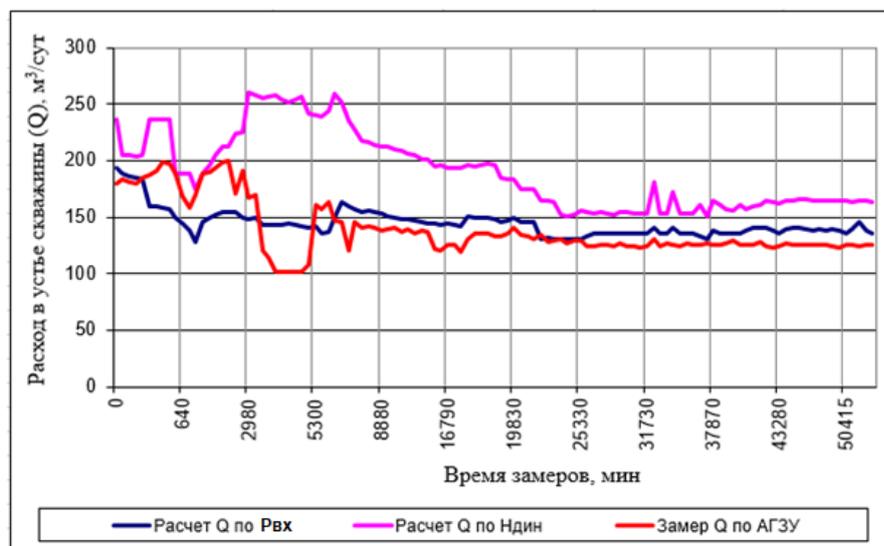


Рисунок 3.22 – Сопоставление расчётных расходов жидкости в устье скважины по заданным значениям динамического уровня и давления на приёме ЭЦН с замеренным расходом по АГЗУ, Барсуковское месторождение, куст № 2, скважина № 503, ЭЦН-160, ПЭД80

3.3 Разработка алгоритма диагностирования режимов нестабильности работы установок электроцентробежных насосов

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 прогнозирования поведения УЭЦН, основанный на анализе амплитудно-частотного спектра нейросетевыми методами, и механизм анализа паттернов [89,90].

На основе анализа токовых характеристик погружного электродвигателя для диагностики были условно выделены следующие возможные штатные и нештатные случаи в работе УЭЦН: устойчивый (штатный) режим работы; неустойчивость режима работы УЭЦН, вызванная попаданием в перекачиваемую жидкость газа в свободном состоянии; неустойчивость режима работы УЭЦН, вызванная периодическими срывами подачи; неустойчивость режима работы УЭЦН, вызванная попаданием мехчастиц в

подшипники скольжения насоса; неустойчивость режима работы УЭЦН, вызванная нестабильным напряжением питающей электросети. Ниже приведены условия, по которым осуществлялось машинное обучение:

- штатному режиму работы насоса соответствовали стабильные характеристики по току и напряжению (без резких скачков). Учитывались незначительные суточные колебания напряжения и небольшие отклонения амплитуды тока;

- наличие свободного газа в скважинной продукции соответствовали хаотическое изменение нагрузок на валу электродвигателя, что сказывалось на случайном характере изменения амплитуды тока при стабильной характеристике напряжения;

- наличие периодических срывов подачи из-за большого количества свободного газа в скважинной продукции соответствовали изменения нагрузки на валу электродвигателя с чётко выраженным периодом, что сказывалось на изменении амплитуды тока при стабильной характеристике напряжения;

- наличие заклинивания вала электродвигателя при попадании мехчастиц в подшипники ЭЦН соответствовали кратковременные и скачкообразные нагрузки с разнесёнными по времени существенными изменениями токовой характеристики при стабильной характеристике напряжения;

- наличие нестабильного напряжения питания электросети при постоянной нагрузке на валу ПЭД соответствовали одновременные хаотические изменения тока и напряжения.

Алгоритм интеллектуализации в диагностировании нестабильности работы УЭЦН имеет следующую структуру (Рисунок 3.23).

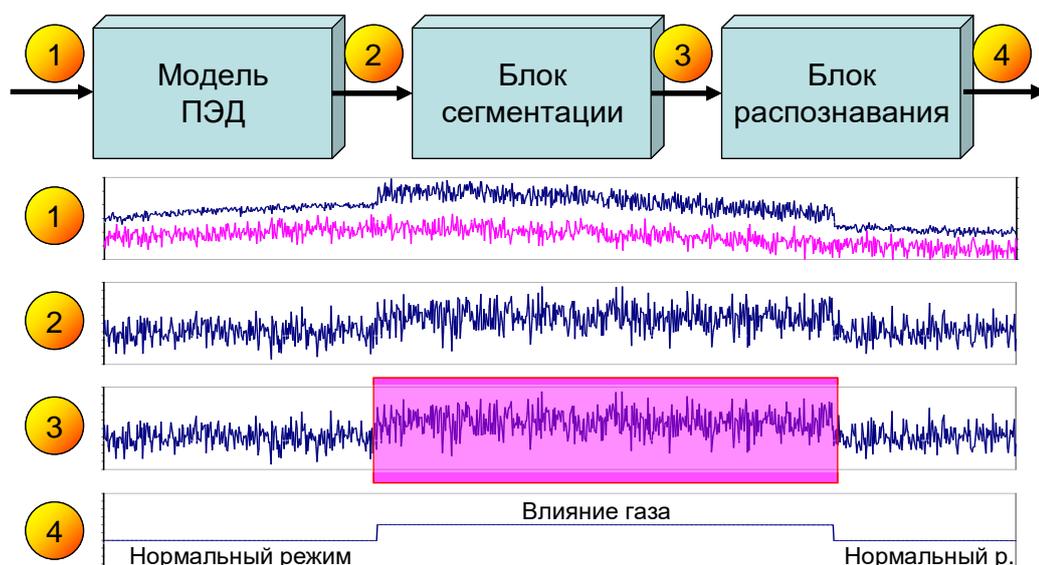


Рисунок 3.23 – Алгоритм интеллектуализации в диагностировании нестабильности работы УЭЦН

1 Осуществляется распознавание причины, оказывающей дестабилизирующее влияние на работу УЭЦН. Возможны две группы нестабильности: нестабильность работы УЭЦН, вызванная скачками напряжения, и вызванная внешними факторами (наличие газа, мехчастиц). Группу нестабильностей, связанных со скачками напряжения, можно диагностировать, используя лишь сигнал напряжения. Нестабильности, вызванные внешними факторами, диагностируются по аномалиям в амплитуде силы тока.

2 Сегментация сигналов, заключающаяся в выделении «подозрительных» с точки зрения диагностики временных диапазонов характеристик тока и напряжения УЭЦН.

3 На третьем этапе с использованием нейросетей осуществлялось распознавание сигналов напряжения и силы тока на соответствие диагностируемым режимам работы УЭЦН.

Для оценки корректности распознавания видов нестабильности работы УЭЦН проводилось тестирование с использованием 10 различных наборов токовых данных, продолжительностью 3,5 сут. На Рисунке 3.24 приведены результаты тестирования алгоритма интеллектуального диагностирования.

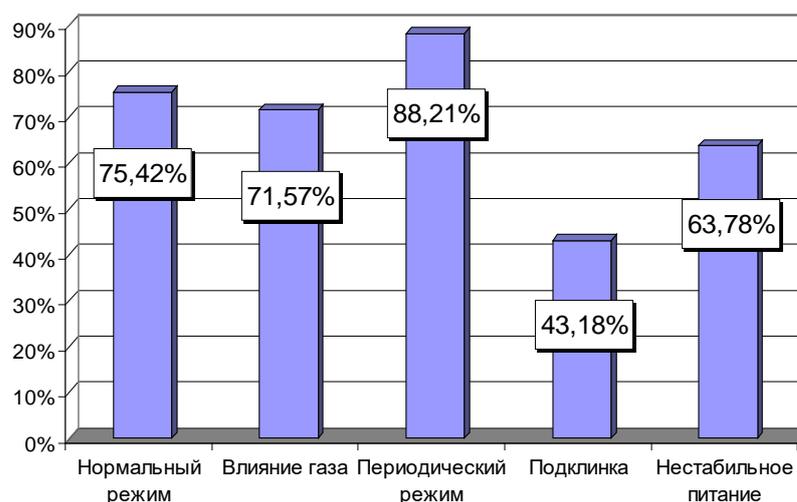


Рисунок 3.24 – Достоверность распознавания режимов работы УЭЦН

3.4 Разработка алгоритма оперативного прогнозирования давления на приёме установок электроцентробежных насосов при неисправной работе термометрической системы

Замеры давления на приёме насоса с помощью термометрической системы (ТМС) крайне важны, т.к. позволяют судить о достижении технологического потенциала скважины, рисках остановок по защите от срыва подачи (ЗСП), состоянии скважинного оборудования. Основной проблемой при эксплуатации УЭЦН с ТМС является её относительно невысокая надёжность, что проявляется в том, что в какой-то момент времени показания с датчика давления перестают быть корректными, либо вообще пропадают. Доля неисправных ТМС на работающих скважинах с УЭЦН достигает по разным оценкам от 30 до 50%.

Таким образом, задача восстановления значения давления на приёме насоса на скважинах с неисправной или отказавшей ТМС является актуальной. В настоящей главе диссертационной работы рассматривается применение методов машинного обучения для прогнозирования восстановления параметра давления на приёме УЭЦН для выборки из 7 скважин с ТМС одного из месторождений Башкортостана с базой замеров давления на приёме насоса в течении от одного года до 2,5 лет [3]. Машинное обучение осуществлялось

на основе анализа замеров косвенных технологических показателей работы скважины, которые условно можно разбить на две большие группы – электротехнические параметры со станции управления УЭЦН (частота тока и его сила, нагрузка ПЭД и его температура, вибрация и т.д.), дополнительные параметры (обводнённость добываемой продукции, линейное и затрубное давление и т.д.).

Для решения поставленной задачи была использована архитектура нейронной сети с энкодером и декодером. Первые слои энкодера сжимали исходные данные для получения сжатого признакового представления. Слои декодера восстанавливали исходное признаковое представление из сжатого. В результате получали на выходном слое нейронной сети данные, наиболее близкие к исходным. Тренировка нейросетевой модели машинного обучения для решения задачи регрессии по предсказанию давления на приёме насоса проводилась для каждой из 7 скважин по данным, полученным в то время, пока ТМС функционировала исправно.

Точность разработанного алгоритма определялась по формулам:

$$\epsilon_{\text{абс}} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |P_{i \text{ зам}} - P_{i \text{ расч}}|,$$

$$\epsilon_{\text{отн}} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{|P_{i \text{ зам}} - P_{i \text{ расч}}|}{P_{i \text{ зам}}},$$

где $\epsilon_{\text{абс}}$ – средняя абсолютная ошибка;

$\epsilon_{\text{отн}}$ – средняя относительная ошибка;

$P_{i \text{ зам}}$ – замерное значение давления на приёме насоса;

$P_{i \text{ расч}}$ – соответствующее ему расчётное значение давления на приёме;

N – число замеров.

Результаты расчётов средней абсолютной и средней относительной ошибки для каждой анализируемой скважины приведены в Таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчёта ошибок для выборки анализируемых скважин

№ скважины	1	2	3	4	5	6	7
$\epsilon_{\text{абс}}$, атм	1,07	0,98	1,87	0,55	2,51	1,66	0,62
$\epsilon_{\text{отн}}$, %	6,1	5,3	11,4	3,4	8,8	8,1	4,3

На Рисунке 3.25 приведено сопоставление физически замеренных и прогнозно восстановленных значений давления на приёме одной из анализируемых нефтедобывающих скважин.



Рисунок 3.25 – Сопоставление фактических замерных и прогнозно восстановленных значений давления на приёме нефтедобывающей скважины

Выводы по главе 3

Для программных комплексов «Rosneft-WellView» и ИС «Мехфонд», предназначенных для оперативного мониторинга и управления УЭЦН, разработан комплекс алгоритмов по предварительной оценке коэффициента

естественной сепарации газа на приёме УЭЦН, непрерывного учёта подачи насоса путём применения «виртуального» расходомера и диагностирования вида неустойчивости в работе УЭЦН. Полученные результаты:

1 Разработан численный метод расчёта коэффициента естественной сепарации газа для случая, когда УЭЦН осуществляет забор скважинной продукции из области ниже уровня перфорации эксплуатационной колонны. Метод основан на решении уравнений в частных производных для описания процессов фильтрации газонасыщенной жидкости в призабойной зоне скважины и расчёте баланса сил в пузырьковой структуре течения для определения траектории движения пузырьков газа в затрубном пространстве скважин с кольцевым поперечным сечением, имеющим непроницаемую внутреннюю и проницаемую внешнюю стенки.

2 Анализ данных, полученных в ходе численного моделирования притока газонасыщенной жидкости в скважину, позволил определить область применимости предложенного метода расчёта коэффициента естественной сепарации газа – установить приемлемые величины притока жидкой фазы в диапазоне $q_{Lnpri} = 20,81 - 61,45 \text{ м}^3/\text{сут}$ и объёмного содержания газа $\alpha_g < 1,25 \times 10^{-4}$. Метод позволяет получать достоверные для инженерных расчётов результаты в случае, когда распределения приведённых скоростей жидкости и газа $V_{SL} = f(h_{nep})$ и $V_{Sg} = f(h_{nep})$ вдоль перфорации линейны, т.е. при моделировании процесса естественной сепарации газа в искусственно вызванном противотоке фаз, зависимости $V_{SL} = f(h)$ и $V_{Sg} = f(h_{nep})$ линейно аппроксимируются.

3 На линейность распределения приведённой скорости жидкости вдоль перфорированного участка скважины $V_{SL} = f(h_{nep})$ оказывает влияние величина действительного объёмного содержания газа. При действительном объёмном содержании газа $\alpha_g > 1,25 \times 10^{-4}$, пузырьки, всплывая в зоне перфорационных отверстий, за счёт трения увлекают за собой частицы

жидкости, изменяя направление её движения. Затем на верхней границе перфорации частицы жидкости меняют направление и совершают возвратную циркуляцию в направлении приёма УЭЦН через область между перфорационными отверстиями.

4 Для проведения экспресс расчётов разработан аналитический метод определения коэффициента естественной сепарации газа при заборе насосом скважинной продукции из области ниже уровня перфорации скважины, основанный на предположении о линейном распределении приведённых скоростей жидкости и газа (V_{SL} и V_{Sg}) от продольной координаты вдоль перфорации скважины.

Расхождение результатов расчёта коэффициента естественной сепарации численным методом, и с помощью аналитической методики, не превышает 5%.

5 Предложен алгоритм «виртуального» расходомера, разработанный для программного комплекса ИС «Мехфонд» для автоматического управления работой скважин при отсутствии фактических замеров дебита скважины. Алгоритм позволяет при наличии данных замеров динамического уровня в затрубье скважины или давления на приёме УЭЦН, путём интерпретации эксплуатационных токовых характеристик ПЭД расчётным путём, получить значение дебита скважины. Проведено сопоставление показаний АГЗУ с результатами расчёта «виртуального» расходомера для скважины в процессе вывода УЭЦН на режим.

6 Для прогнозирования поведения УЭЦН на основе мониторинга его параметров разработан алгоритм диагностирования нестабильности работы УЭЦН, основанный на данных анализа амплитудно-частотного спектра токовых характеристик электродвигателя нейросетевыми методами, внедрённый в программный комплекс «Rosneft-WellView».

7 Разработан алгоритм на основе нейросетевого анализа для 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 на устье скважины и т.д.). По выборке из 7 скважин средняя абсолютная ошибка составила 1,4 атм, относительная – 7,2%.

4 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Интеллектуализация процессов добычи нефти предполагает применение «интеллектуальных» технологий для оптимизации промысловых параметров нефтедобывающих скважин под воздействием изменяющихся условий эксплуатации [89]. При этом под «интеллектуальной» технологией процессов эксплуатации скважин на нефтепромысле [90] понимается система алгоритмов, позволяющих решать следующие задачи:

– автоматизации производственных процессов на основе поддержания заданных параметров скважины на необходимом уровне при выводе скважин на режим;

– решения оптимизационных задач энергопотребления УЭЦН скважин куста в условиях ограниченной мощности системы энергоснабжения для обеспечения прироста добычи нефти с высоким свободным газосодержанием.

Вклад автора диссертационного исследования заключается в разработке перечисленных выше «интеллектуальных» технологий по управлению эксплуатацией скважин, и внедрения их в ПО систем «Rosneft-Wellview» и ИС «Мехфонд».

4.1 Решение оптимизационной задачи энергопотребления установками электроцентробежных насосов скважин куста в условиях ограниченной мощности системы энергоснабжения для обеспечения прироста добычи нефти с высоким свободным газосодержанием

Большинство нефтяных месторождений Западно-Сибирского региона находятся в завершающей стадии разработки, и поэтому дополнительные инвестиции в реконструкцию объектов наземной энергетической инфраструктуры экономически не целесообразны. В данной ситуации требуются новые подходы к интенсификации добычи нефти без

дополнительных затрат электроэнергии. Одним из таких подходов является разработка программных алгоритмов, позволяющих решать оптимизационную задачу по интенсификации добычи нефти в рамках фонда скважин, объединённых единой (кустовой) системой энергоснабжения уровня куста (Рисунок 4.1).

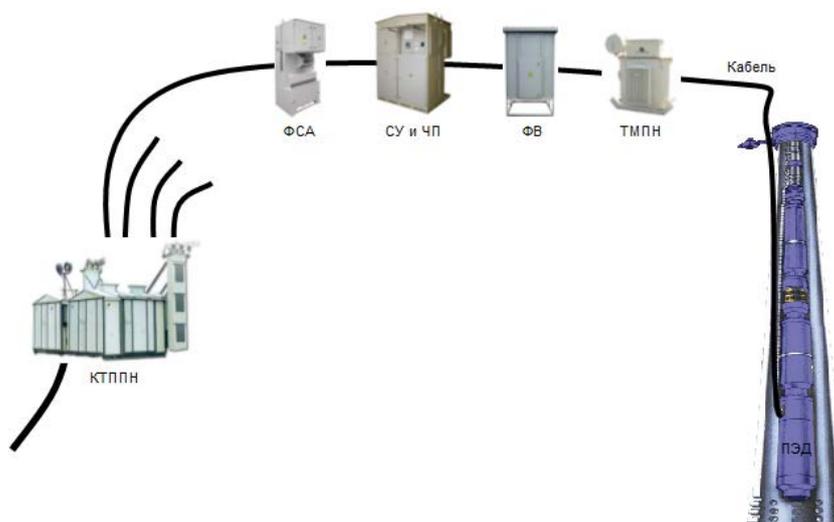


Рисунок 4.1 – Подсистема энергопотребления уровня куста: КТППН – комплектная трансформаторная подстанция для погружных насосов; ФСА – фильтры сетевые активные; СУ и ЧП – станции управления и частотные преобразователи; ФВ – фильтры выходные; ТМПН – трансформаторы масляные для погружных насосов

Необходимо подобрать режимы работы УЭЦН таким образом, чтобы максимизировать общую добычу нефти без увеличения затрат электроэнергии. В качестве объекта исследования использовалась группа из 28 скважин одного из месторождений Западной Сибири, объединённых одной подсистемой энергопотребления.

Методы принятия оптимизационных решений, позволяющих при эксплуатации фонда скважин оперативно и с минимальными затратами за счёт перераспределения потребляемой электроэнергии между скважинами повышать эффективность добычи нефти на месторождении известны, и приведены, в частности, в работах [91-93]. Однако их область применения ограничена. Они могут быть использованы лишь для скважин, в продукции которых отсутствует газосодержание [94,95], и не учитывается изменение

энергетических характеристик погружных УЭЦН в процессе их регулирования.

Предложенный алгоритм был разработан для решения оптимизационных задач по интенсификации добычи нефти без увеличения общих затрат электроэнергии для более широкого класса осложнённых газосодержанием скважин.

4.1.1 Постановка задачи оптимизации энергопотребления установками электроцентробежных насосов скважин куста для обеспечения прироста добычи нефти с высоким свободным газосодержанием

Формулировка оптимизационной задачи состоит в следующем. Для заданного фонда скважин, объединённых одной подсистемой энергопотребления уровня куста, с помощью математической модели спрогнозировать режимы работы УЭЦН таким образом, чтобы максимизировать суммарную добычу нефти без дополнительных затрат электроэнергии, т.е. при заданной величине потребляемой мощности группы скважин

$$N_{\text{фактич}} = \sum_i^m N_{\text{скв}}^i(Q_n^i) = \text{const}, \quad (4.1)$$

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

m – количество скважин в кусте;

$N_{\text{скв}}^i(Q_n^i)$ – потребляемая мощность i -той скважины,

найти максимум функции дебита нефти

$$Q_n = \sum_i^m Q_n^i = \max, \quad (4.2)$$

где Q_n^i – дебит нефти i -той скважины.

При решении оптимизационной функции по дебиту скважин закладывались ограничения:

1 Осуществлялось ограничение дебита фонда скважин, у которых в процессе эксплуатации добыча превысила потенциальное (максимально допустимое) значение:

$$Q_n = \sum_i^k Q_n^i \text{ потенц} \quad \text{если } Q_n^i > Q_n^i \text{ потенциальное} .$$

2 Для остальных скважин оптимизация дебита осуществлялась в диапазоне от потенциального значения до нулевого, либо дебита, при котором скважина самопроизвольно фонтанирует

$$Q_n = \sum_i^{m-k} Q_n^i = \max \quad \text{если } \max(0, Q_n^i \text{ фонтанир.}) \leq Q_n^i < Q_n^i \text{ потенциальное} , \quad (4.3)$$

где $Q_n^i \text{ потенциальное}$ – потенциальный дебит нефти i -ой скважины, определённый по методике, приведённой в работе [93]; $Q_n^i \text{ фонтанир.}$ – дебит i -ой скважины, при котором она фонтанирует без наличия механизации.

3 Осуществлялось поддержание баланса полезной мощности асинхронного электродвигателя и потребляемой мощности насоса.

4 Напор насоса не должен быть меньше динамического уровня.

5 Осуществлялось ограничение по изменению частоты питающей сети (максимальная регулируемая частота $f = 60$ Гц) и величине загрузки электродвигателя (максимальная загрузка ПЭД = 0,9).

4.1.2 Алгоритм оптимизации энергопотребления установками электроцентробежных насосов скважин куста для обеспечения прироста добычи нефти с высоким свободным газосодержанием

Решение оптимизационной задачи осуществлялось на примере 28 скважин, запитанных от одной комплектной трансформаторной подстанции для погружных насосов (КТППН). Оборудование скважины, потребляющее электроэнергию, показано на Рисунке 4.1.

Принятые допущения в разработанном алгоритме:

- на участке скважины от её перфорации до приёма ЭЦН и внутри НКТ плотность жидкой фазы определяется как плотность водонефтяной смеси;
- объёмное содержание газа и потери давления в стволе скважины определялись по модели Ансари [12];
- забойное давление при заданном расходе жидкости определялось по модели Вогеля с поправкой Стендинга;
- рабочие характеристики погружного электродвигателя не деградируют в процессе работы и равны паспортным;
- в процессе изменения режима работы насоса мощность потребления сетевыми активными фильтрами ($N_{\text{ФСА}}^{\text{замер},i}$), станцией управления и частотными преобразователями ($N_{\text{СУиЧП}}^{\text{замер},i}$), выходными фильтрами ($N_{\text{ФВ}}^{\text{замер},i}$), масляными трансформаторами для погружных насосов ($N_{\text{ТМПН}}^{\text{замер},i}$) и кабелем ($N_{\text{кабель}}^{\text{замер},i}$), остаётся неизменной, т.е.

$$N_{\text{ФСА}}^{\text{замер},i} + N_{\text{СУиЧП}}^{\text{замер},i} + N_{\text{ФВ}}^{\text{замер},i} + N_{\text{ТМПН}}^{\text{замер},i} + N_{\text{кабель}}^{\text{замер},i} = \Delta N_{\text{оборуд}}^{\text{замер},i} = \text{const},$$

где $\Delta N_{\text{оборуд}}^{\text{замер},i}$ – мощность потребляемая оборудованием i -ой скважины считается величиной постоянной и определяется по данным мониторинга до проведения оптимизации работы скважины;

i – верхний индекс, соответствует порядковому номеру скважины;

В качестве исходных данных используются замеры:

- $\Delta N_{\text{оборуд}}^{\text{замер},i}$ – поправочный коэффициент, замеряемый на выходе из КТПН ;
- замер дебита жидкости $Q_{\text{ж}}^{\text{замер}}$ до начала оптимизации работы скважин;
- $N_{\text{ЭЦН,потр}}^{\text{замер},i}$ замер потребляемой насосом мощности;
- $f^{\text{замер},i}$ замер частоты переменного тока питания.

Поправочный коэффициент потребляемой электродвигателем насоса мощности определяется как (Рисунок 4.2):

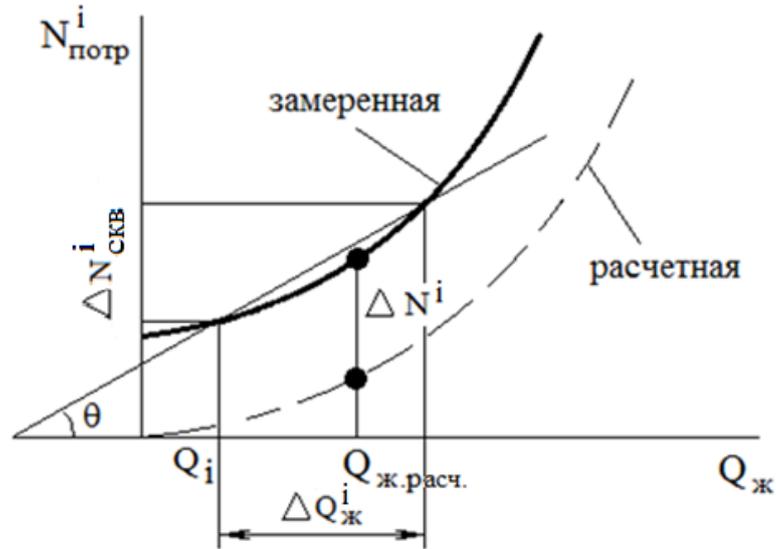


Рисунок 4.2 – Расчётная и замеренная зависимости подводимой к скважине мощности тока от производительности скважины по нефти

$$\Delta N^i = N_{насоса}^{замер.i} + \Delta N_{оборуд}^{замер.i} - N_{ПЭД,потр}^{расч.i} \quad , \quad (4.4)$$

где потребляемая мощность электродвигателя

$$N_{ПЭД,потр}^{расч.i} = \frac{N_{ЭЦН,потр}^{пасп.i} K_{дегр.N}^{расч.i}}{\eta_{ПЭД}^{расч.i}} \quad ; \quad (4.5)$$

$$N_{ЭЦН,потр}^{пасп.i} = \sum_{n=1}^7 b_n \left(\frac{Q_{ж}^{замер}}{f^{замер}} \right)^n n_{ступ} \left(\overline{f^{замер}} \right)^3 - \text{паспортная мощность ЭЦН;}$$

b_n – эмпирические коэффициенты (из базы данных ЭЦН);

$\overline{f^{замер.i}} = f^{замер.i} / 50$ – относительная частота питающей электросети, равная

отношению текущей (замеренной) частоты к стандартной;

$n_{ступ}$ – количество ступеней ЭЦН;

– коэффициент деградации насоса по мощности (или коэффициент адаптации расчётного значения потребляемой насосом мощности под замеренное значение):

$$K_{дегр.N}^{расч.i} = \frac{N_{ЭЦН,потр}^{замер.i}}{N_{ЭЦН,потр}^{пасп.i}} \quad ; \quad (4.6);$$

$$\eta_{\text{ПЭД}}^{\text{расч},i} = \frac{M^{\text{расч},i} \omega^{\text{расч},i}}{M^{\text{расч},i} \omega^{\text{расч},i} + \Delta N_{\text{мех}} + \Delta N_{1\text{м}} + \Delta N_{\text{изм}}} \quad - \quad \text{расчётный КПД}$$

электродвигателя;

$$M^{\text{расч},i} = \frac{\sqrt{3} \left(U_{\phi} \sqrt{f^{\text{замер},i}} \right)^2 r_2' \frac{\omega_0 f^{\text{замер},i}}{\omega_0 f^{\text{замер},i} - \omega^{\text{расч},i}}}{\omega_0 f^{\text{замер},i} \left[\left(r_1 + r_2' \frac{\omega_0 f^{\text{замер},i}}{\omega_0 f^{\text{замер},i} - \omega^{\text{расч},i}} \right)^2 + f^{\text{замер},i} \left(x_1 + x_2' \right)^2 \right]}$$

расчётный момент на валу двигателя;

$$\omega_0 = \frac{\pi 3000}{30} \quad - \quad \text{угловая скорость синхронного вращения;}$$

$\omega^{\text{расч},i}$ – расчётная угловая скорость вала двигателя;

r_1 – активное сопротивление статора ПЭД (из базы данных ПЭД);

r_2' – активное приведённое сопротивление ротора ПЭД (из базы данных ПЭД);

x_1 – индуктивное сопротивление статора ПЭД (из базы данных ПЭД);

x_2' – индуктивное сопротивление ротора, приведённое к статорной обмотке ПЭД (из базы данных ПЭД);

$\Delta N_{\text{мех}}, \Delta N_{1\text{м}}, \Delta N_{\text{изм}}$ – механические потери, потери меди статора, переменные потери мощности в ПЭД, соответственно.

Многие насосы, установленные в скважинах, частично уже отработали свой ресурс, поэтому фактические значения напора и потребляемой мощности отличаются от паспортных данных и требуют адаптации. Используя данные мониторинга, коэффициент адаптации напорного значения ЭЦН под замеренное значение определялся как

$$K_{\text{дег},H}^{\text{расч},i} = \frac{P_{\text{вых}}(Q_{\text{ж}}^{\text{замер},i}) - P_{\text{вх}}(Q_{\text{ж}}^{\text{замер},i})}{\rho_L g \sum_{n=1}^7 c_n \left(\frac{Q_{\text{ж}}^{\text{замер},i}}{f^0} \right)^n n_{\text{ступ}} \overline{f^{\text{замер},i}}^2}, \quad (4.7)$$

где

$P_{\text{вых}}(Q_{\text{ж}}^{\text{замер},i}) = P_{\text{буф}}^{\text{замер},i} + \Delta P_{\text{Ансари}}^{\text{НКТ}}$ – давление на выходе из насоса, было рассчитано по модели Ансари [40], как изменение давления газожидкостной смеси в НКТ от буферного давления до давления на выходе из ЭЦН;

$P_{\text{вх}}(Q_{\text{ж}}^{\text{замер},i}) = P_{\text{заб}}^i - \Delta P_{\text{Ансари}}^{\text{экс.кол.}}$ – расчётное давление на входе в насос, рассчитано по модели Ансари, как изменение давления газожидкостной смеси в эксплуатационной колонне от забойного давления скважины до давления на входе в ЭЦН. Забойное давление скважины $P_{\text{заб}}^i$ при замеренном значении расхода жидкости $Q_{\text{ж}}^{\text{замер},i}$ определялось по модели Вогеля.

Если за эталон потребляемой мощности ЭЦН принять его паспортную характеристику $N_{\text{ЭЦН,номр}}^{\text{пасп},i}$ и считать, что параметры адаптации разработанной модели $\Delta N, K_{\text{дег},H}^{\text{расч},i}, K_{\text{дегр},N}^{\text{расч},i}$ в процессе изменения режима работы ЭЦН не изменяются, тогда выражение, по которому будем осуществлять оптимизацию энергозатрат, будет иметь вид

$$N_{\text{скв}}^i = \frac{N_{\text{ЭЦН,номр}}^{\text{пасп},i} K_{\text{дегр},N}^{\text{расч},i}}{\eta_{\text{ПЭД}}^{\text{расч},i}} + \Delta N^i, \quad (4.8)$$

где

$$N_{\text{ЭЦН,номр}}^{\text{пасп},i} = \sum_{n=1}^7 b_n \left(\frac{Q_{\text{ж}}^i}{f^i} \right)^n n_{\text{стун}} (\bar{f}^i)^3$$
 – паспортное значение потребляемой ЭЦН

мощности для i -ой скважины при итерационном изменении значений $Q_{\text{ж}}^i$ и \bar{f}^i

$$\eta_{\text{ПЭД}}^i = \frac{M^i \omega^i}{M^i \omega^i + \Delta N_{\text{мех}} + \Delta N_{1m} + \Delta N_{\text{изм}}} - \text{паспортное значение КПД}$$

электродвигателя для расчётных значений $Q_{\text{ж}}^i$ при расчётном значении ω^i ;

$$M^i = \frac{\sqrt{3} \left(U_{\phi} \sqrt{f^i} \right)^2 r_2' \frac{\omega_0 \bar{f}^i}{\omega_0 \bar{f}^i - \omega^i}}{\omega_0 \bar{f}^i \left[\left(r_1 + r_2' \frac{\omega_0 \bar{f}^i}{\omega_0 \bar{f}^i - \omega^i} \right)^2 + \bar{f}^{i2} (x_1 + x_2')^2 \right]}$$
 – значение момента на валу

электродвигателя.

Оптимизационный процесс добычи куста скважин построен на итерационном изменении дебита жидкости $Q_{ж}^i$ от минимально допустимого до максимально возможного значения. При заданной величине спуска НКТ $H_{насос}^i$ на каждом итерационном шаге по $Q_{ж}^i$ для каждой i -ой насосной установки по уравнениям (4.9) и (4.10) подбирались значения относительной частоты питающей сети \overline{f}^i , угловой скорости ω^i и подставлялись в уравнение (4.8)

$$H_{насос}^i = \sum_{n=1}^7 c_n \left(\frac{Q_{ж}^i}{f^i} \right)^n n_{ступ} \overline{f}^{i^2} K_{дег,Н}^{расч,i} = \frac{P_{вых}(Q_{ж}^i) - P_{вх}(Q_{ж}^i)}{\rho_L g}, \quad (4.9)$$

$$N_{ЭЦН,потр}^{насп,i} K_{дегр,N}^{расч,i} = M^i \omega^i. \quad (4.10)$$

Из уравнения (4.8) следует, что подводимая к УЭЦН мощность пропорциональна степенному полиному, производная которого равна $\frac{dN_{скв}^i}{dQ_{ж}^i} \approx tg\theta = \frac{\Delta N_{скв}^i}{\Delta Q_{ж}^i}$ (Рисунок 4.2). При возрастании угла θ соответственно увеличивается отношение $\Delta N_{скв}^i / \Delta Q_{ж}^i$, следовательно, величина $\Delta N_{скв}^i$ возрастает, а $\Delta Q_{ж}^i$ уменьшается. И наоборот, уменьшение данного отношения приводит к увеличению $\Delta Q_{ж}^i$ и снижению $\Delta N_{скв}^i$. Поэтому для оптимизации энергозатрат в условиях ограниченной суммарной потребляемой мощности выгоднее форсировать отбор из скважин, для которых кривая $N_{скв}^i = f(Q_{ж}^i)$ имеет более пологий характер, и ограничивать отбор из скважин с более крутой зависимостью потребляемой скважиной мощности от дебита жидкости.

4.1.3 Пример решения оптимизационной задачи добычи нефти кустом скважин на примере одного из месторождений Западной Сибири

Анализ мониторинга данных 28 скважин одного из месторождений Западной Сибири, рассмотренных в работе [96], показал наличие в скважинной продукции газа. На Рисунке 4.3 приведены газовые факторы каждой из рассмотренных скважин. Для данных скважин, с учётом газового фактора, были рассчитаны минимальный и максимальный допустимые уровни добычи нефти.

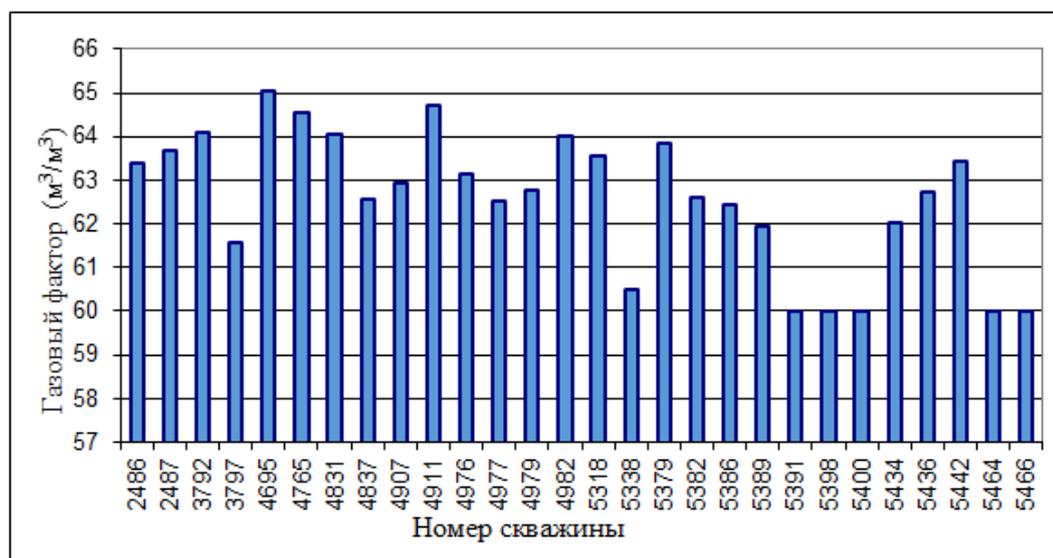
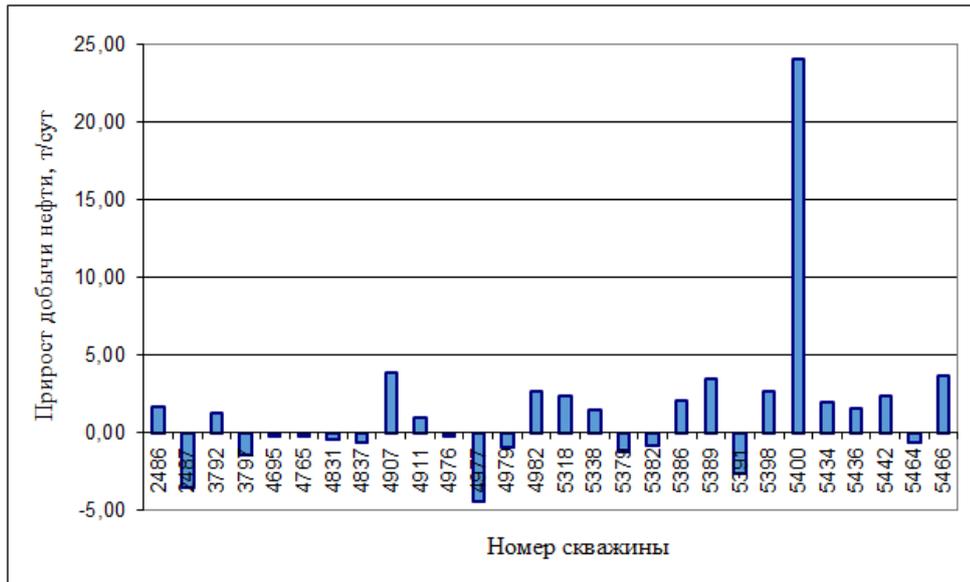
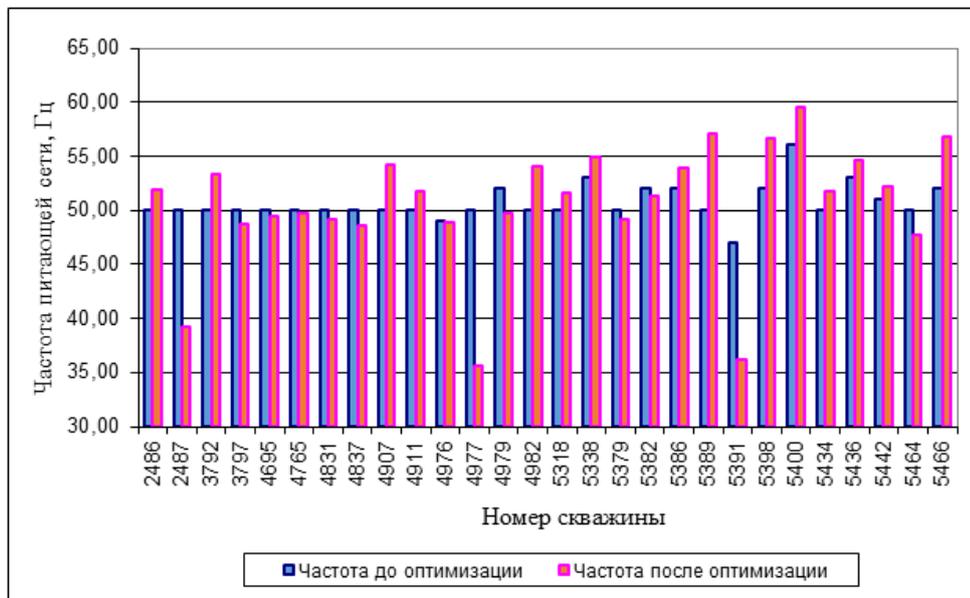


Рисунок 4.3 – Мониторинг газосодержания скважинной продукции объекта исследования

На Рисунке 4.4,а показан прирост добычи нефти каждой скважиной после оптимизации. Оптимизация дебита осуществлялась за счёт изменения частоты питающей сети тока. На Рисунке 4.4,б показаны начальная и изменённая в процессе оптимизации частоты питающей сети каждого скважинного насоса.



а)



б)

Рисунок 4.4 – Прирост и снижение добычи нефти после оптимизации (а) и начальная и изменённая в процессе оптимизации частоты питающей сети тока каждого скважинного насоса (б)

До оптимизации общая потребляемая мощность составляла 1921,86 кВт, что соответствовало добычи нефти 1062,4 т/сут. из куста скважин. После оптимизации потребляемая мощность снизилась до 1919,39 кВт, а добыча нефти возросла до 1082,00 т/сут. (Рисунок 4.5).

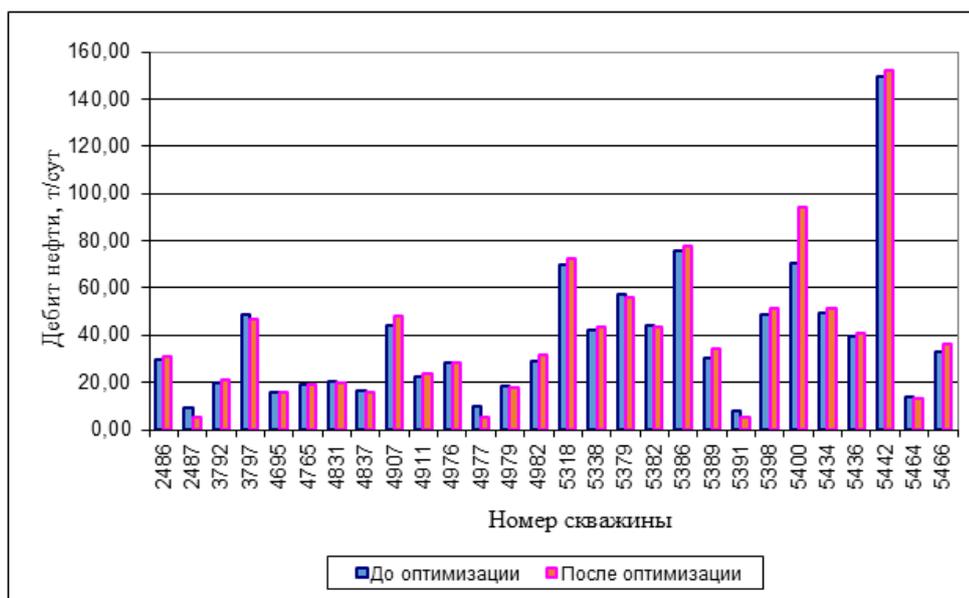


Рисунок 4.5 – Дебиты нефти до и после проведения оптимизации

4.2 Разработка алгоритма вывода нефтяных скважин на плановый режим эксплуатации без измерений расхода жидкости и динамического уровня

В промысловой практике, после текущего или капитального ремонтов, для ввода скважины в эксплуатацию выполняют операцию по удалению из ствола скважины жидкости глушения (ЖГ) и вызову притока флюида из пласта. Данная операция по выводу скважины на режим сопряжена с рядом проблем. В начальный момент вывода скважины на режим приток флюида из пласта отсутствует, и насос после включения начинает откачивать жидкость из затрубного пространства скважины, при этом технологический режим внешнего охлаждения электродвигателя нарушается. Продолжительная работа электродвигателя в таком режиме, без обеспечения теплообмена с окружающей средой, способна вызвать перегрев обмоток статора и, как следствие, выход погружного насосного оборудования из строя. Контроль температуры электродвигателя при выводе скважины на режим осуществляется либо с помощью датчиков ТМС, которые устанавливаются на корпусе УЭЦН, либо путём определения допустимого притока охлаждающей

жидкости, поступающей из пласта. Контроль притока жидкости из пласта осуществляется расчётным путём с использованием замеров изменения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве скважины через определённые промежутки времени, и замеров расхода жидкости на устье скважины. При освоении скважин с низкопроницаемыми коллекторами приток жидкости из пласта возрастет медленно, поэтому скважину выводят на режим посредством многократных пусков и остановок, что приводит к снижению ресурса электродвигателя из-за высоких пусковых токовых нагрузок в обмотках асинхронного электродвигателя и возможному заклиниванию вала насоса из-за выноса механических примесей, которые в результате многократных остановок могут попадать в УЭЦН.

Процесс вывода скважин на режим может осуществляться как в ручном, так и в автоматическом режимах [97,98]. Современный подход к автоматизации процессов нефтедобычи обуславливает жёсткие требования к программным алгоритмам контроля и управления процессом освоения скважин. Процесс автоматического вывода на режим вновь вводимых или расконсервированных скважин часто осложняется тем, что нередко случаи отсутствия показаний АГЗУ для оценки дебита скважины или отсутствия данных эхолота для замера динамического уровня, что существенно осложняет расчёт притока жидкости из пласта. В этих случаях недостаток исходной информации приходится компенсировать разработкой таких программных алгоритмов, как «виртуальный расходомер» [85,86], в которых для расчёта расхода жидкости используются данные замеров электрических эксплуатационных характеристик ПЭД.

4.2.1 Алгоритм автоматизированного вывода скважины на режим при наличии показаний эхолота или датчика давления на приём электроцентробежного насоса и автоматической газозамерной установки

Технологическая операция по выводу скважины на режим регламентируется нормативными документами, например, такими как технологическая инструкция ООО «РН-Пурнефтегаз» № ИТ-005-УДНГ и ГК [99], где подробно описана процедура замера параметров, необходимых для расчёта притока жидкости из пласта, в форме разницы расходов жидкости замеренных на устье скважины и расхода жидкости, поступающей в насос из затрубного пространства скважины (Рисунок 4.6) по формуле:

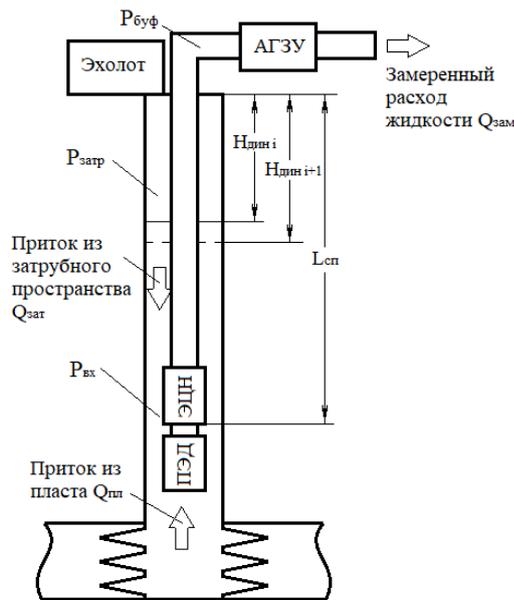


Рисунок 4.6 – Расчётная схема вывода скважины на режим

$$Q_{пл} = Q_{зам} - Q_{зат} = Q_{зам} - A_c \frac{H_{дин i+1} - H_{дин i}}{t_{i+1} - t_i}, \quad (4.11)$$

где $Q_{зам}$ – дебит скважины по данным АГЗУ;

$$A_c = \frac{\pi(D_{эк.к.} - 2h_{стен})^2}{4} - \frac{\pi D_{НКТ}^2}{4} \quad - \quad \text{площадь поперечного сечения}$$

затрубного пространства;

$D_{эк.к}$ – наружный диаметр эксплуатационной колонны;

$h_{стен}$ – толщина стенки эксплуатационной колонны;

$D_{НКТ}$ – наружный диаметр НКТ.

Градиент изменения динамического уровня в затрубном пространстве определяется путём замера динамического уровня с помощью эхолота через определённые промежутки времени $\Delta t = t_{i+1} - t_i$ как

$$\frac{dH_{дин}}{dt} = \frac{H_{дин\ i+1} - H_{дин\ i}}{t_{i+1} - t_i}$$

или, если скважина оснащена датчиками ТМС, и замеряется значение давления на приёме ЭЦН P_{ex} , то динамический уровень можно определить для i -ого момента времени как

$$H_{дин,i} = L_{cn} - \frac{P_{ex,i} - P_{затр,i}}{\rho_L g}, \quad (4.12)$$

где ρ_L – плотность ЖГ;

L_{cn} – глубина спуска НКТ;

$P_{затр,i}$ – давление газа в затрубном пространстве.

Основная задача вывода скважины на режим состоит в отборе ЖГ из скважины и за счёт этого достаточного для охлаждения электродвигателя притока флюида из пласта. После расчёта по уравнению (4.11) фактического притока жидкости из пласта, через определённые промежутки времени производится сравнение полученного значения с необходимой для охлаждения ПЭД величиной притока жидкости $Q_{дон}$ ($Q_{пл} \geq Q_{дон}$), определяемой по формуле

$$Q_{дон} = \frac{I}{I_H} Q_{перегр},$$

где $Q_{перегр} = A_c 0,0864 V_{охл}$;

$V_{охл}$ – скорость охлаждающей жидкости (зависит от диаметра эксплуатационной колонны, диаметра и мощности ПЭД);

I, I_n – текущее и номинальное значения переменного тока, питающего ПЭД.

После сравнения величин $Q_{пл}$ и $Q_{дон}$ автоматизированной системой освоения скважины принимается решение – останавливать УЭЦН для охлаждения ПЭД, или продолжать вывод скважины на режим. Для автоматизированного вывода скважины на режим по вышеприведённому алгоритму необходимо осуществлять мониторинг показаний датчиков давления на приёме насоса или данных эхолота-автомата, а также данных АГЗУ через определённые промежутки времени.

4.2.2 Алгоритм автоматизированного вывода скважины на режим в условиях отсутствия данных о динамическом уровне или показаний автоматической газозамерной установки

Допустим, что замеры динамического уровня скважины (замеры давления на приёме ЭЦН) по техническим причинам на момент освоения скважины отсутствуют, но при этом известны остальные параметры (буферное давление $P_{буф}$, давление газа в затрубном пространстве скважины $P_{затр}$, расход жидкости по данным АГЗУ $Q_{зам}$), включая электрические эксплуатационные параметры ПЭД (частота $f_{зам}$, сила тока $I_{зам}$ и напряжение $U_{ф, зам}$ питающей электрической сети). Разработанный алгоритм притока жидкости из пласта позволяет заменить отсутствующие замеры динамического уровня скважины (или замеры давления на приёме ЭЦН) на электрические эксплуатационные параметры ПЭД. В этом случае определяющим уравнением является условие равенства потребляемой мощности ЭЦН $N_{потр, ЭЦН, i}$ и полезной мощности ПЭД $N_{пол, ПЭД, i}$ для i -ого момента времени

$$N_{потр, ЭЦН i} = N_{пол, ПЭД i} \cdot \quad (4.13)$$

Выразив из уравнения (4.13) параметр динамического уровня, получим выражение

$$H_{дин i}^{расч} = \frac{M_i \omega_i \eta_i / Q_{АГЗУ}^{замер} + P_{запр i} - P_{буф i}}{\rho_L g}. \quad (4.14)$$

Величину притока жидкости из пласта определяем по уравнению

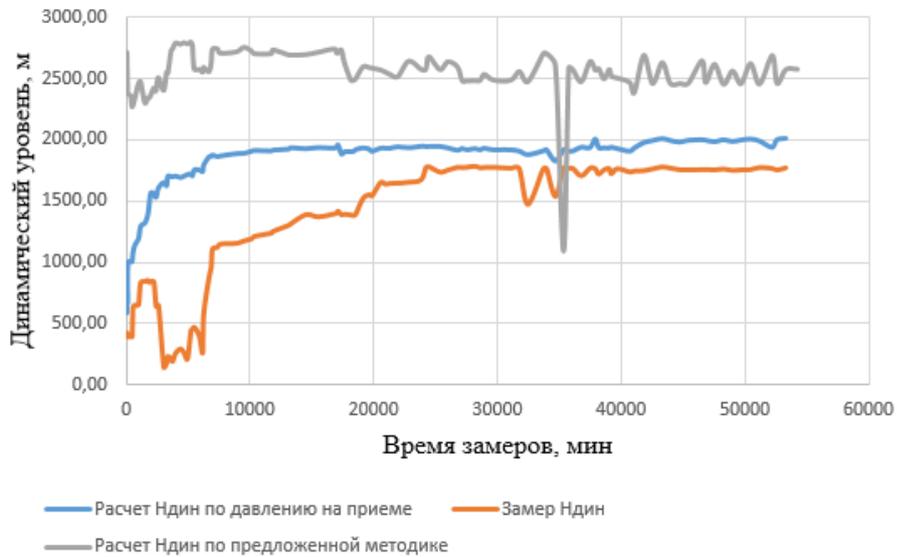
$$Q_{пл} = Q_{АГЗУ}^{замер} - A_c \frac{H_{дин i+1}^{расч} - H_{дин i}^{расч}}{t_{i+1} - t_i}. \quad (4.15)$$

Далее, из сопоставления рассчитанной величины притока жидкости из пласта с допустимой $Q_{пласт} \geq Q_{дон}$, автоматизированной системой принимается решение о дальнейшем освоении скважины.

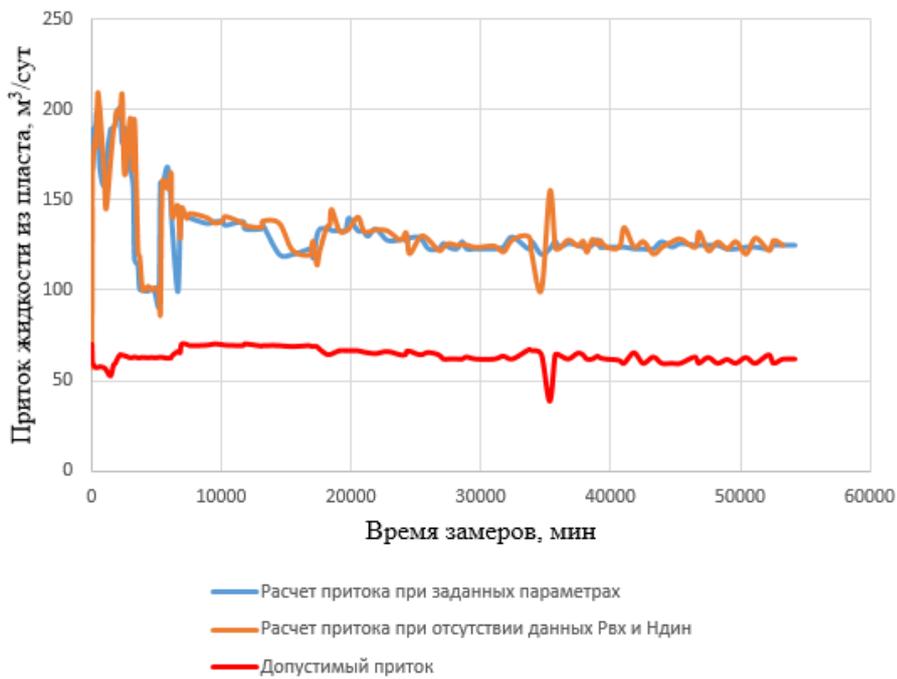
Следует отметить, что с появлением притока жидкости из пласта, в затрубном пространстве образуются пузырьки газа, поэтому абсолютная величина динамического уровня в скважине в существенной мере зависит от объёма образовавшейся газожидкостной смеси. Из данных, представленных на Рисунке 4.7,а), очевидно, что абсолютные значения динамического уровня, полученные разным путём, отличаются. Различия объясняются, во-первых, возможными ошибками при замере эхолотом динамического уровня, а во-вторых, тем, что при пересчёте динамического уровня по давлению на приёме насоса, в уравнении (4.12) используется постоянная плотность жидкости в затрубном пространстве скважины, без учёта наличия свободного газа. Отсюда следует, что наиболее достоверны расчёты притока жидкости из пласта, полученные по замерам давления на приёме насоса P_{ex} .

Оценим точность расчёта притока жидкости из пласта во время освоения скважины по предложенной методике (при наличии данных АГЗУ и отсутствии замеров динамического уровня или давления на приёме насоса) сопоставлением результатов расчёта с данными технологических карт вывода насосов на режим некоторых скважин. На Рисунках 4.7 – 4.9 приведено сравнение результатов расчёта по предложенной методике на основе расчёта динамического уровня $H_{дин}^{расч}$ (уравнение (4.14) с результатами расчёта притока жидкости из пласта по методике, приведённой в технологической инструкции

ООО «РН-Пурнефтегаз» № ИТ-005-УДНГ и ГК [99] для скважин с различным дебитом.

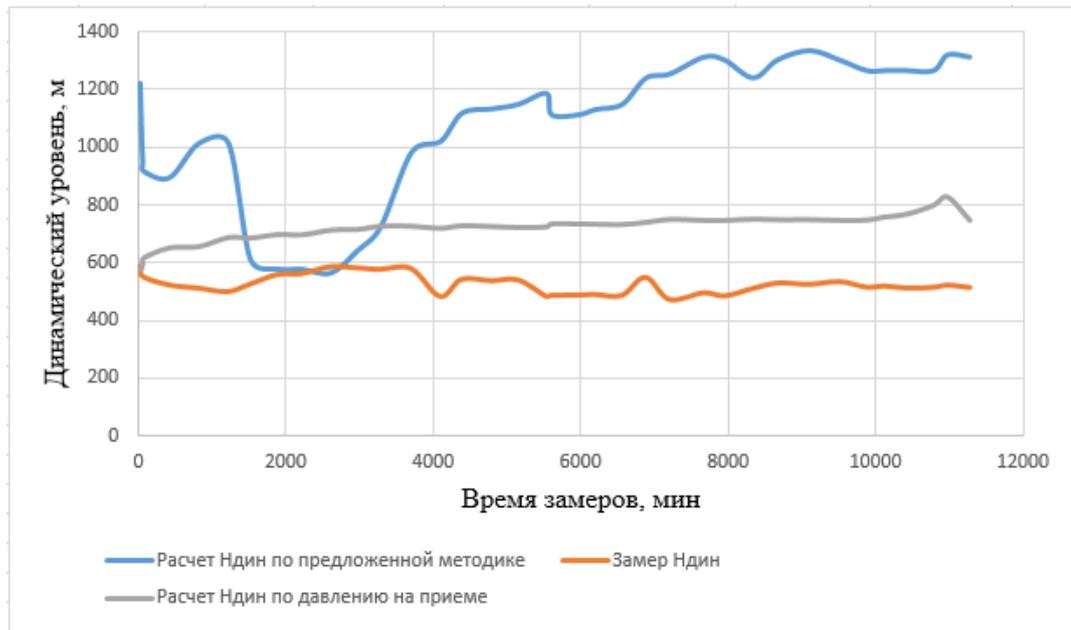


а)

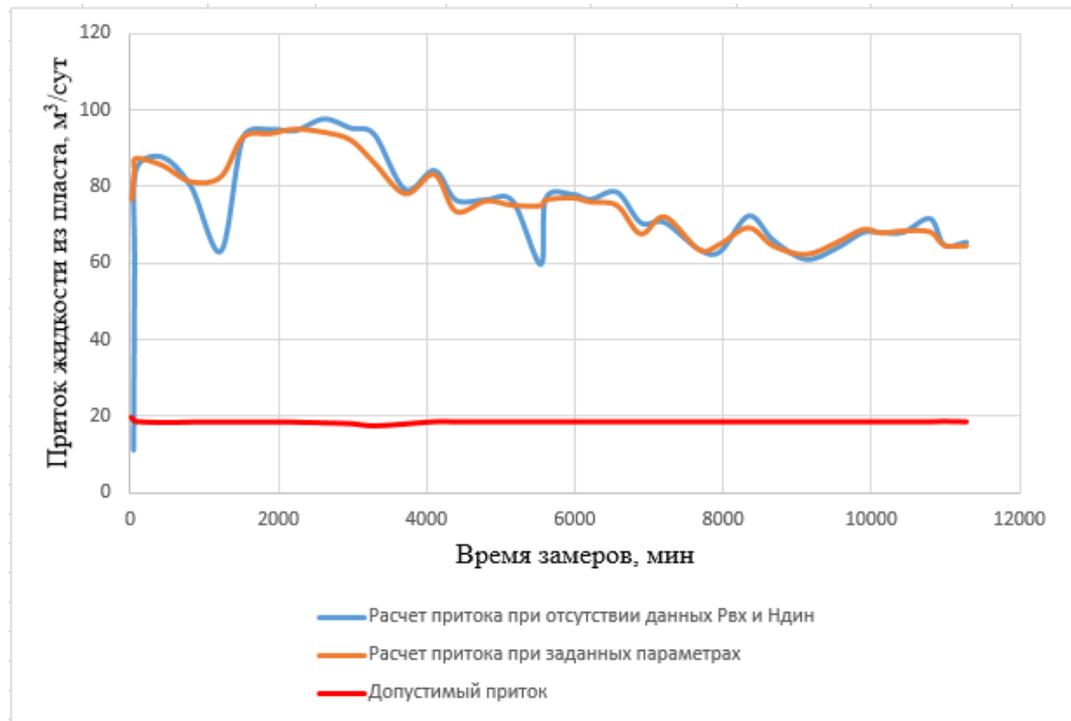


б)

Рисунок 4.7 – Сравнение расчётных и замеренных значений: а) динамического уровня; б) притока жидкости из пласта (Барсуковское месторождение, скв. № 503, ЭЦН-160, ПЭД 80)

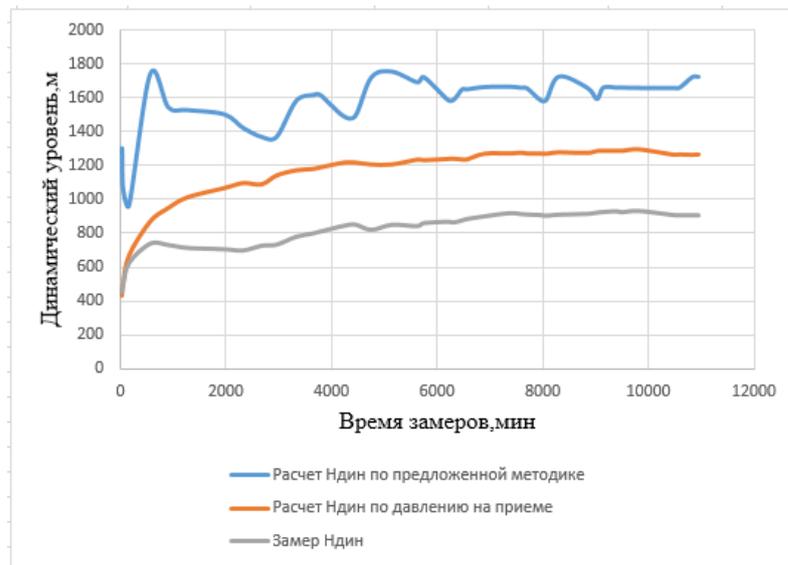


а)

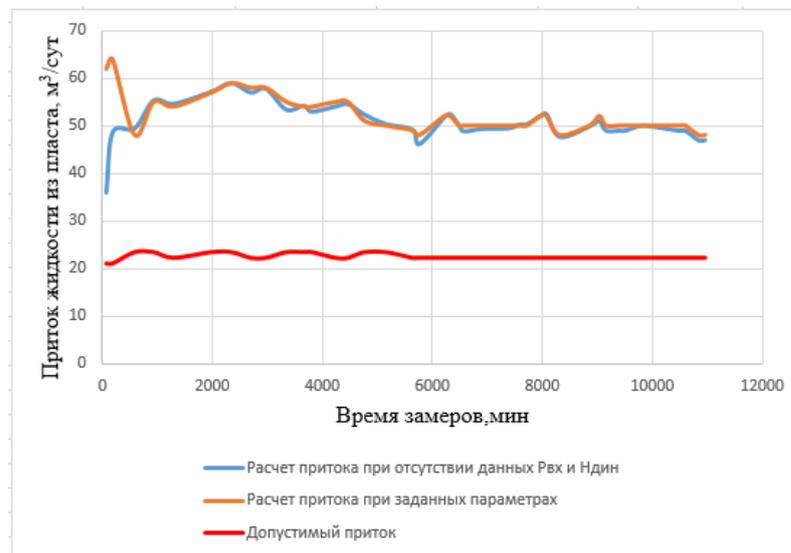


б)

Рисунок 4.8 – Сравнение расчётных и замеренных значений: а) динамического уровня; б) притока жидкости из пласта (Барсуковское месторождение, скв. № 4308, ЭЦН-80, ПЭД 56)



а)



б)

Рисунок 4.9 – Сравнение расчётных и замеренных значений: а) динамического уровня; б) притока жидкости из пласта (Комсомольское месторождение, скв. № 12336, ЭЦН-45, ПЭД 28)

Анализируя приведённые на Рисунках 4.7 – 4.9 расчётные данные, можно сделать вывод о том, что предложенный алгоритм позволяет получить лишь качественную зависимость изменения динамического уровня скважины. Однако на расчётную величину притока жидкости из пласта это не оказывает существенного влияния, т.к. в расчётном алгоритме используется не абсолютная величина динамического уровня, а скорость его изменения.

При наличии замеров динамического уровня или давления на приёме насоса значение дебита скважины определяется по данным «виртуального» АГЗУ в виде

$$H_{дин\ i}^{замер} = \frac{M_i \omega_i \eta_i / Q_{АГЗУ}^{расч} + P_{запр\ i} - P_{буф\ i}}{\rho_L g}, \quad (4.16)$$

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

$$H_{дин}^{замер} = L_{сн} - \frac{P_{ex,i} - P_{запр}}{\rho_L g} - \text{динамический уровень, полученный в результате}$$

замера давления на приёме насоса $P_{ex,i}$.

Решая уравнение (4.16) относительно $Q_{АГЗУ}^{расч}$, получим расчётные значения АГЗУ. Данный алгоритм был подробно описан в работах [85,86], как алгоритм расчёта «виртуального расходомера» скважины. Величину притока жидкости из пласта в этом случае определяем по уравнению

$$Q_{пл} = Q_{АГЗУ}^{расч} - A_c \frac{H_{дин\ i+1}^{замер} - H_{дин\ i}^{замер}}{t_{i+1} - t_i}. \quad (4.17)$$

Для оценки точности расчёта притока жидкости из пласта по алгоритму, построенному на использовании данных замеров динамического уровня или давления на приёме насоса при отсутствии данных АГЗУ, приведены расчёты, показанные на Рисунке 4.10, из которых следует, что из-за низкой точности замеров изменения динамического уровня в промысловых условиях, рекомендуется в качестве исходных данных для алгоритма «виртуального» расходомера использовать замеры давления на приёме насоса.

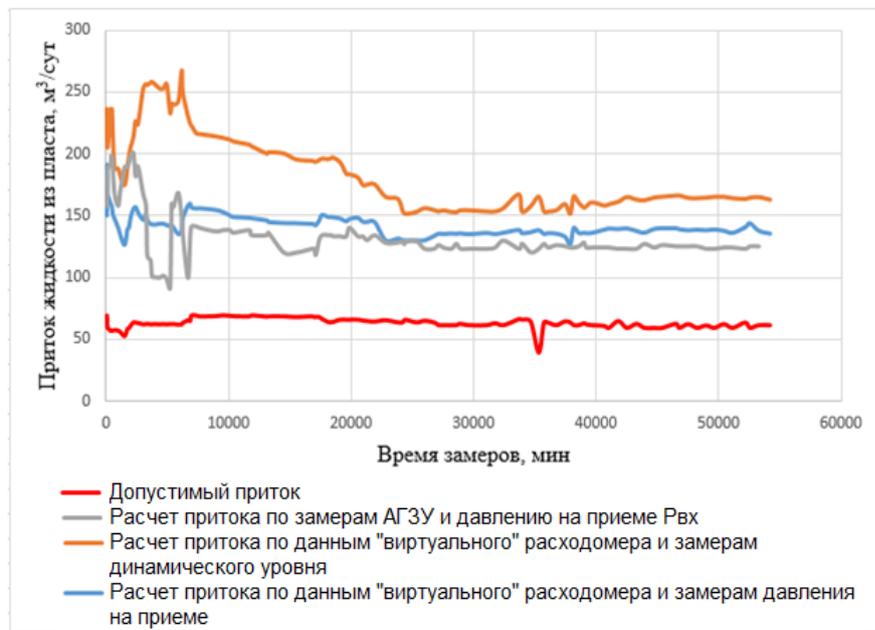


Рисунок 4.10 – Сопоставление расчётных притоков жидкости из пласта при неизвестном значении расхода по АГЗУ (Барсуковское месторождение, куст № 2, скважина № 503, ЭЦН-160, ПЭД 80)

Выводы по главе 4

1 Для интеллектуального управления работой УЭЦН в рамках платформы «Rosneft-WellView» разработан программный алгоритм, позволяющий путём решения оптимизационной задачи интенсифицировать дебит нефти куста скважин без привлечения дополнительных затрат электроэнергии. Алгоритм отличается от известных методов принятием оптимизационных решений по добыче нефти тем, что учитывает наличие газа в скважинной продукции и изменение потребляемой мощности тока при регулировании подачи погружных УЭЦН. Алгоритм апробирован на одном из месторождений Западной Сибири для оптимизации работы 28 скважин, объединённых одной подсистемой энергопотребления уровня куста. По результатам решения оптимизационной задачи было рекомендовано у 15 скважин повысить дебит за счёт увеличения частоты питающей сети, а у 13 снизить. В результате предложенных рекомендаций при неизменном энергопотреблении у фонда из 28 скважин дебит нефти повысится на 19.62

т/сут. Небольшой эффект прироста добычи нефти объясняется тем, что практически все скважины в рассмотренной группе до проведения оптимизации работали вблизи от границы максимально допустимого дебита, но даже в этих условиях разработанная методика позволила в результате решения оптимизационной задачи получить прирост добычи нефти.

2 Предложенные алгоритмы разрабатывались для программного комплекса Rosneft-WellView» с целью автоматического управления работой скважин в процессе освоения. Алгоритмы предназначались для расчёта притока охлаждаемой жидкости из пласта при отсутствии данных давления на приёме ЭЦН (динамического уровня в затрубье скважины) или данных АГЗУ, и позволяли получить расчётные результаты, точность которых достаточна для принятия решения о продолжении освоения скважины или об остановке ПЭД для охлаждения. Разработанные алгоритмы, при отсутствии данных АГЗУ, могут использоваться в качестве «виртуального расходомера» добывающей скважины.

5 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ МНОГОФАЗНЫХ ТЕЧЕНИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ДОСТОВЕРНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СТРУКТУРЫ ГАЗОВОДОНЕФТЯНЫХ ПОТОКОВ И РАСЧЁТА ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ В ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДАХ

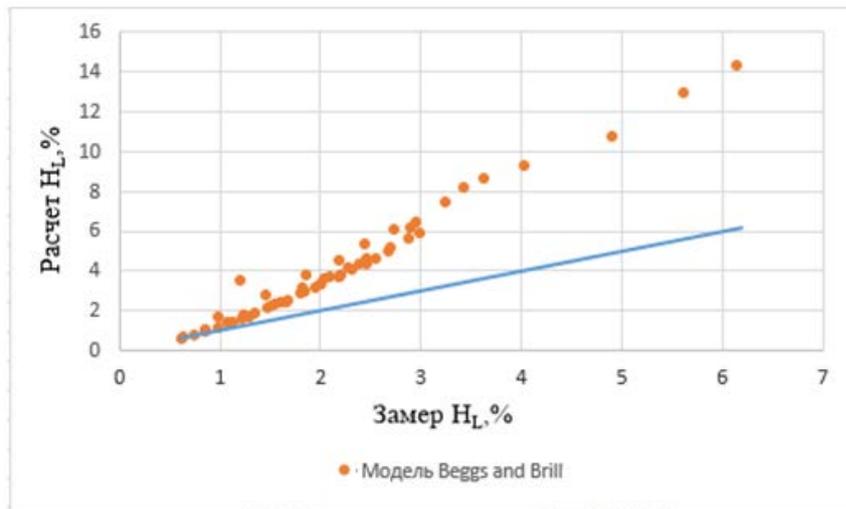
В современных условиях моделирование промышленной трубопроводной системы является важной составной частью технологии эксплуатации месторождения, а также наименее затратным из существующих способов контроля, планирования и оптимизации разработки, и в тоже время с целью повышения достоверности полученных результатов постоянно требующее совершенствования методов моделирования многофазных потоков.

Основными типами поверхностных трубопроводных систем нефтяного месторождения являются: низконапорные системы для перекачки газоводонефтяной смеси (система нефтесбора); низконапорные системы для перекачки ПНГ, насыщенного лёгкими жидкими углеводородами (транспортировка газа на ГПЗ); напорные системы для перекачки отсепарированной водонефтяной смеси для дальнейшей переработки в товарную нефть в цехах подготовки и перекачки нефти (ЦППН).

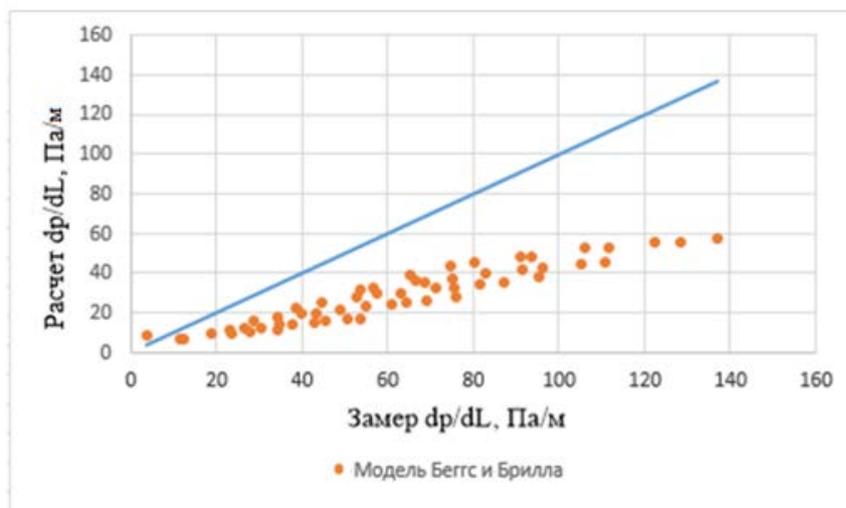
Анализ отечественных разработок, предназначенных для построения интегрированных моделей поверхностного обустройства месторождений (ИС «РН-КИН» (Обустройство) и «РН-СИМТЕП»), показал наличие в ИС моделей многофазных течений, достоверных для гидравлических расчётов в системах нефтесбора (с высоким содержанием жидкой фазы), при этом отсутствие моделей многофазных течений, достоверных для гидравлических расчётов в системах транспортировки ПНГ, насыщенного лёгкими жидкими углеводородами (с низким содержанием жидкой фазы).

На Рисунке 5.1, сравнением расчётных и экспериментальных замеров показана степень достоверности гидравлических расчётов в трубопроводных системах транспортировки ПНГ с использованием модели Beggs&Brill [100],

разработанной для расчётов газожидкостных потоков с высоким содержанием жидкой фазы.



а)



б)

Рисунок 5.1 – Сопоставление расчётных и экспериментальных данных в трубопроводных системах транспортировки попутного нефтяного газа: а) для действительного объёмного содержания жидкости в поперечном сечении трубопровода; б) продольного градиента давления

Результаты сопоставления экспериментальных данных с расчётами по модели Beggs&Brill в трубопроводной инфраструктуре транспортировки ПНГ (Рисунок 5.1) наглядно продемонстрировали их несогласованность и, следовательно, необходимость совершенствования известных многофазных моделей. Следует отметить, что многофазные модели, использованные в ИС

«РН-КИН» (Обустройство) и «РН-СИМТЕП», не способны учитывать влияние эффектов рельефности (продольной кривизны трубопровода) на градиент давления и формирование структуры течения на участках рельефных трубопроводов. Предложенные в ИС «РН-КИН» (Обустройство) и «РН-СИМТЕП» модели многофазных течений требуют совершенствования для осуществления полномасштабного мониторинга эксплуатационных параметров трубопроводной системы в рамках всей поверхностной инфраструктуры месторождения.

Приведённые в данной главе модели многофазных потоков, способные осуществлять гидравлические расчёты газожидкостных течений с малым объёмным содержанием жидкости, и учитывать влияние эффектов рельефности на градиент давления, формирование структуры течения на участках рельефных трубопроводов, предлагается внедрить в ПО (Рисунок 5.2).



Рисунок 5.2 – Возможные области применения разработанных математических моделей для многофазных течений

5.1 Разработка методов моделирования газожидкостных течений попутного нефтяного газа с малым объёмным содержанием жидкой фазы

Газожидкостные течения с малым объёмным содержанием жидкой фазы имеют место в трубопроводных системах при транспортировке ПНГ после горячей сепарации нефти (40 – 80 °С) с ДНС на ГПЗ. Безкомпрессорная транспортировка ПНГ осуществляется под давлением сепарации ДНС (0,6 – 0,7 МПа) на расстояние до 30 км, но даже при таком удалении ГПЗ от пунктов сепарации, за счёт теплообмена с окружающей средой происходит частичная конденсация лёгких углеводородов на внутренних стенках трубопроводов. Конденсат, в состав которого входят пропан-бутановая и бензиновая фракции, скапливается и стекает по стенкам трубопровода, препятствуя течению газовой фазы. Экспериментальные исследования [99] показали, что при изменении приведённой скорости газа (V_{Sg}) от 5 до 25 м/с и при объёмном содержании жидкости (λ_L) в диапазоне от $2,6 \times 10^{-4}$ до $5,3 \times 10^{-3}$ м³/м³, в трубопроводе вначале реализуется стратифицированно-гладкое течение газожидкостной смеси (Рисунок 5.3,а), которое переходит в стратифицированно-волновое (Рисунок 5.3,б), а затем кольцевое течения (Рисунок 5.3,д).

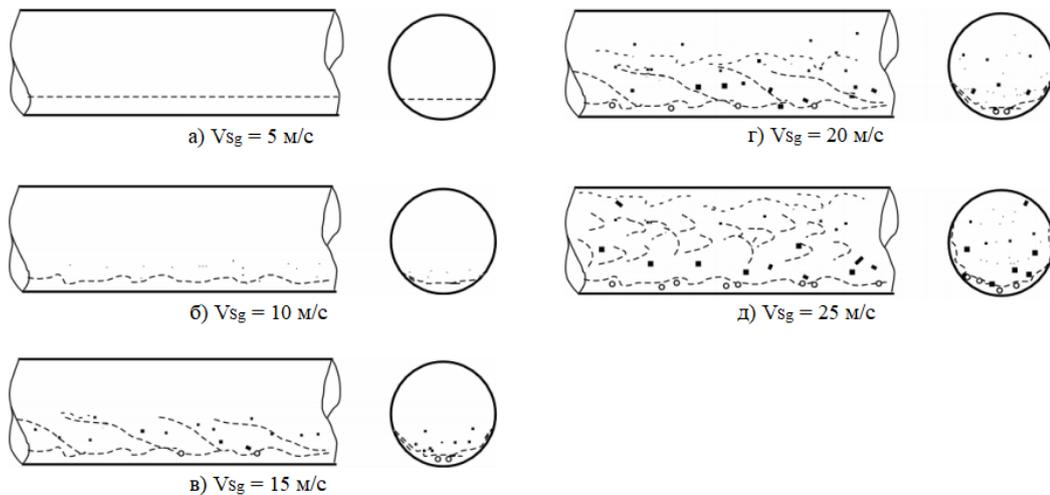


Рисунок 5.3 – Принципиальные схемы газожидкостного течения с малым объёмным содержанием жидкой фазы

Экспериментальные исследования переходной области от стратифицированного к кольцевому течению [99] позволили выявить в газожидкостном течении следующие режимы. При увеличении приведённой скорости газа от 5 до 10 м/с наблюдалось появление слоисто-волнового течения. На границе раздела фаз были отчётливо видны небольшие волны, при этом очень мелкие капли жидкости оседали на боковые стенки трубы (Рисунок 5.3, б).

Когда приведённая скорость газа увеличилась до 15 м/с, картина течения оставалась слоисто-волнообразной, однако по сравнению с предыдущим случаем, амплитуда волн становилась выше. Граница раздела газ-жидкость в поперечном сечении канала приобретала вогнутую вниз конфигурацию. Большее количество капель жидкости уносилось газовой фазой и оседало на стенке трубы, где наблюдалось их слияние. Наиболее мелкие пузырьки газа наблюдались вблизи границы раздела газ-жидкость. Переход от стратифицированного к кольцевому течению имел место в случае, когда приведённая скорость газа составляла 20 м/с. Более половины стенки трубы было смочено жидкой фазой в виде сплошной жидкой плёнки с вогнутой вниз конфигурацией. Верхняя часть стенки трубы смачивалась брызгами жидкости. Газовым потоком из жидкостной плёнки отрывались и уносились крупные капли жидкости диаметром около 1 мм. При дальнейшем увеличении приведённой скорости газа до 25 м/с переход от стратифицированного режима течения к кольцевому завершался. Большая часть стенки трубы смачивалась сплошной плёнкой жидкости. Толщина плёнки изменялась в окружном направлении, при этом наибольшая толщина плёнки наблюдалась на дне трубопровода. Газовым потоком уносились капли жидкости разного размера. В жидкостной плёнке присутствовали пузырьки газа.

Методики расчёта, обеспечивающие достоверный расчёт газожидкостных течений с малым объёмным содержанием жидкости, крайне актуальны и необходимы для проектирования и оптимизации работы газовой

системы промысла путём оценки влияния конденсируемых лёгких углеводородов в газопроводе на гидравлические потери давления [101].

На Рисунке 5.4 экспериментальными точками [102] на карте режимов [103] газожидкостного потока определена область приведённых скоростей жидкости и газа, для которой в данном разделе диссертационной работы разработана математическая модель течения с малым объёмным содержанием жидкости в горизонтальном газовом трубопроводе.

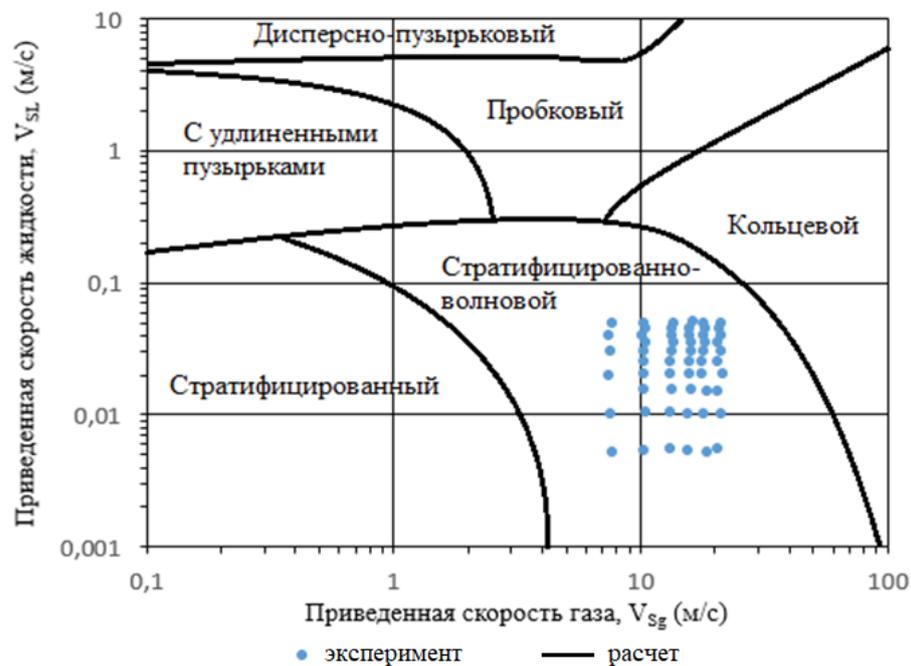


Рисунок 5.4 – Экспериментальные данные, нанесённые на карту режимов газожидкостного течения

Анализ данных, приведённых на Рисунке 5.1, показал, что модель Beggs&Brill даёт завышенные расчётные данные по градиенту давления, и заниженные данные по величине объёмного содержания жидкости в потоке. Для устранения несогласованности расчётных и экспериментальных данных для стратифицировано-волнового газожидкостного течения проведём модификацию некоторых корреляций в модели Н.-Q. Zhang [104].

Для стратифицированного режима течения уравнение сохранения количества движения в форме Н.-Q. Zhang имеет вид:

$$\frac{\tau_i S_i - \tau_F S_F}{H_{LF} A} + \frac{\tau_C S_C}{(1 - H_{LF}) A} - \frac{\tau_F S_F}{H_{LF} A} + \tau_i S_i \left(\frac{1}{H_{LF} A} + \frac{1}{(1 - H_{LF}) A} \right) - (\rho_L - \rho_C) g \sin \beta = 0, (5.1)$$

где τ_F, τ_C, τ_i – касательные напряжения на границе жидкость-стенка, газ-стенка, жидкость-газ, соответственно;

S_F, S_C, S_i – периметры на границе жидкость-стенка, газ-стенка, жидкость-газ, соответственно;

ρ_L, ρ_C – плотности жидкости и газа, соответственно;

β – угол наклона трубы;

H_{LF} – объёмное содержание жидкости;

A – площадь поперечного сечения трубы.

Касательные напряжения в уравнении количества движения (1) имеют вид:

$$\tau_F = f_F \frac{\rho_L v_F^2}{2}, \tau_i = f_i \frac{\rho_C (v_C - v_F) |v_C - v_F|}{2} \quad - \quad \text{касательные напряжения на}$$

поверхности стенки и на границе раздела фаз;

$$\tau_C = f_C \frac{\rho_g v_C^2}{2} \quad - \quad \text{касательные напряжения на границе газового пузырька и}$$

стенки канала,

где v_F, v_C – действительные скорости жидкости в плёнке и действительная скорость газа.

Для ламинарного режима течения в жидкостной плёнке касательные напряжения на стенке канала связаны с касательными напряжениями на границе фаз:

$$\tau_F = \frac{3\mu_L v_F}{h_F} - \frac{\tau_i}{2}.$$

Коэффициенты гидравлического трения f_F, f_C на границе жидкостная плёнка-стенка и на границе стенка-газ:

$$f_C = f_F = C \text{Re}^{-n}, \quad (5.2)$$

где $C = 16, n = 1$ – для ламинарного режима течения, $Re < 2000$;

$C = 0,046, n = 0,2$ – для турбулентного режима, $Re > 3000$.

Числа Рейнольда в диапазоне 2000 и 3000 находятся путём интерполяции. Числа Рейнольдса для жидкостной плёнки и газового слоя определяются как:

$$Re_F = \frac{4A_F v_F \rho_L}{S_F \mu_L}; \quad (5.3)$$

$$Re_C = \frac{4A_C v_C \rho_C}{(S_C + S_i) \mu_C}, \quad (5.4)$$

где $A_F = H_{LF} A$ – площадь поперечного сечения жидкостной плёнки;

$A_C = (1 - H_{LF}) A$ – площадь поперечного сечения пузырька Тейлора.

Коэффициенты гидравлического трения на границе фаз для стратифицированного, стратифицировано-волнового и кольцевого режимов течения существенно отличаются, хотя физические процессы на границе жидкость-газ на первый взгляд кажутся одинаковыми. С увеличением скорости газа на границе раздела фаз, при переходе от стратифицированного к кольцевому режиму течения, смачиваемая поверхность стенки увеличивается. Наблюдается значительная несогласованность расчётных и экспериментальных данных в случае, когда коэффициент гидравлического трения от стратифицированного течения используют для расчёта кольцевого режима течения. Одно из решений данной проблемы заключается в разработке постепенно изменяющегося коэффициента гидравлического трения при переходе от стратифицированного режима течения к кольцевому. Главное различие между стратифицированным и кольцевым режимами течения в толщине жидкостной плёнки. В стратифицированном режиме течения жидкостная плёнка имеет большую толщину с турбулентным режимом течения, тогда как толщина жидкостной плёнки в кольцевом течении существенно меньше, и режим течения в ней обычно ламинарный. Поэтому рациональнее использовать критическое число Рейнольдса как критерий при выборе коэффициента гидравлического трения, а не структурный вид течения (стратифицированный или кольцевой).

Andritsos and Hanratty предложили корреляцию для расчёта коэффициента гидравлического трения на плоской границе стратифицированного раздела фаз:

$$f_i = f_G \left[1 + 15 \left(\frac{h_F}{D} \right)^{0,5} \left(\frac{v_{Sg}}{v_{Sg,t}} - 1 \right) \right], \quad (5.5)$$

где $v_{Sg,t} = 5 \left(\frac{\rho_{air,sc}}{\rho_g} \right)^{0,5}$;

v_{Sg} – приведённая скорость газа;

D – диаметр трубы.

Поверхность границы раздела фаз при больших расходах газа может стать вогнутой и волнистой. Суть предложенной автором модификации заключается в том, чтобы для стратифицировано-волнового течения использовать корреляцию [105,106]:

$$f_i = f_G \left[1 + 15 \left(\frac{h_F}{D} \right)^{0,9} \left(\frac{V_{Sg}}{V_{Sg,t}} - 1 \right)^{1,5} \right], \quad (5.6)$$

где $h_F = \frac{2A_L}{S_L + S_i}$ – толщина жидкостной плёнки.

Для кольцевого режима течения расчёт коэффициента гидравлического трения на границе фаз предлагается осуществлять по корреляции *Asali and Ambrosini*:

$$f_i = f_s \left(1 + 13,8 We_G^{0,2} Re_G^{-0,6} \left(h_F^+ - 200 \sqrt{\rho_C / \rho_L} \right) \right), \quad (5.7)$$

где числа Вебера и Рейнольдса определяются как:

$$We_G = \frac{\rho_C v_C^2 D}{\sigma_L};$$

$$Re_G = \frac{\rho_C v_C D}{\mu_C};$$

$$h_F^+ = \frac{\rho_C h_F v_g^*}{\mu_C} \text{ – безразмерная толщина жидкостной плёнки;}$$

$$v_g^* = \sqrt{\tau_i / \rho_C};$$

$$f_s = 0,046 \operatorname{Re}_G^{-0,2};$$

μ_C – вязкость газового слоя.

Авторами работы [104] предложено выражение для расчёта длины межфазной границы (Рисунок 5.5) в виде:

$$S_i = \frac{S_w(A_{CD} - A_F) + S_{CD}A_F}{A_{CD}}, \quad (5.8)$$

где $S_w = \pi D \Theta$ – периметр, по которому жидкость касается стенки;

$S_{CD} = D \sin(\pi \Theta)$ – длина границы жидкость-газ для стратифицированной структуры течения;

$$A_{CD} = \frac{D^2}{4} \left(\pi \Theta - \frac{\sin(2\pi \Theta)}{2} \right) – \text{площадь поперечного сечения трубы, занятая}$$

жидкостью.

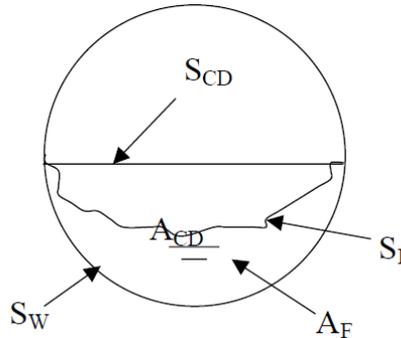


Рисунок 5.5 – Расчёт геометрических параметров жидкостной плёнки

Условия, способствующие растеканию жидкостной плёнки по стенкам трубы – это высокая скорость газа и большие отрицательные углы наклона трубы к горизонту. По корреляции *Grolman* можно рассчитать безразмерную длину окружности, по которой жидкость соприкасается со стенкой трубы:

$$\Theta = \Theta_0 \left(\frac{\sigma_{water}}{\sigma_L} \right)^{0,15} + \frac{\rho_g}{\rho_L - \rho_g} \frac{1}{\cos \beta} \left(\frac{\rho_L V_{SL}^2 D}{\sigma_L} \right)^{0,25} \left(\frac{V_{Sg}^2}{(1 - H_{LF})^2 g D} \right)^{0,8}, \quad (5.9)$$

где Θ_0 – длина границы жидкость-газ при отсутствии растекания жидкости по стенке трубы.

Для расчёта объёмного содержания жидкости в плёнке $H_{LF} = \frac{v_{SL}(1-F_E)}{v_F}$

используется корреляция для определения коэффициента объёмного содержания капель жидкости в газовом потоке F_E , имеющая вид:

– для стратифицированного течения

$$\frac{F_E}{1-F_E} = 0,003 We_{SG}^{1,8} Fr_{SG}^{0,92} Re_{SL}^{0,7} Re_{SG}^{-1,24} \left(\frac{\rho_L}{\rho_g} \right)^{0,38} \left(\frac{\mu_L}{\mu_g} \right)^{0,97}, \quad (5.10)$$

– для стратифицированно-волнового течения [103]

$$\frac{F_E}{1-F_E} = 0,0001 We_{SG}^{1,8} Fr_{SG}^{0,92} Re_{SL}^{0,7} Re_{SG}^{-1,24} \left(\frac{\rho_L}{\rho_g} \right)^{0,38} \left(\frac{\mu_L}{\mu_g} \right)^{0,97}, \quad (5.11)$$

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

$Fr_{SG} = \frac{\sqrt{gD}}{v_{SG}}$ – число Фруда;

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

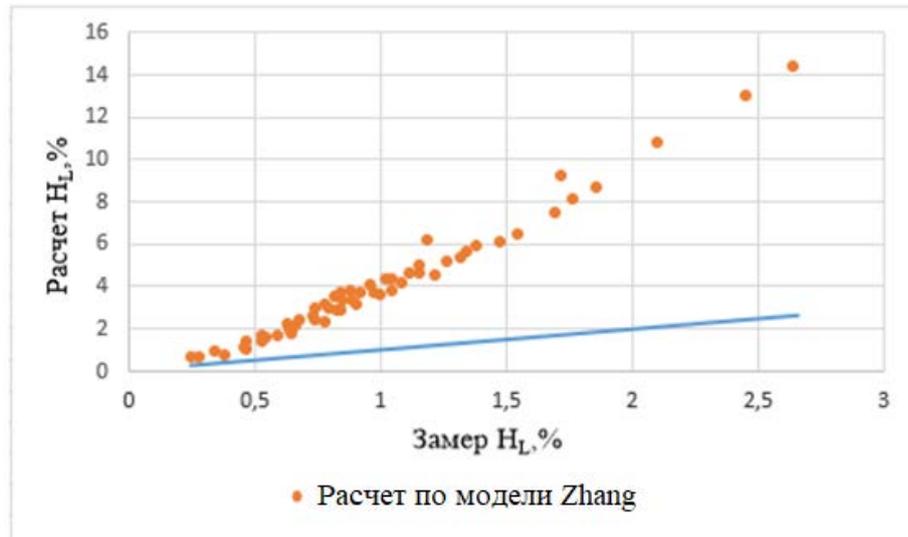
$Re_{SG} = \frac{\rho_g v_{SG} D}{\mu_g}$ – число Рейнольдса для газообразной фазы;

ρ_g – плотность газа;

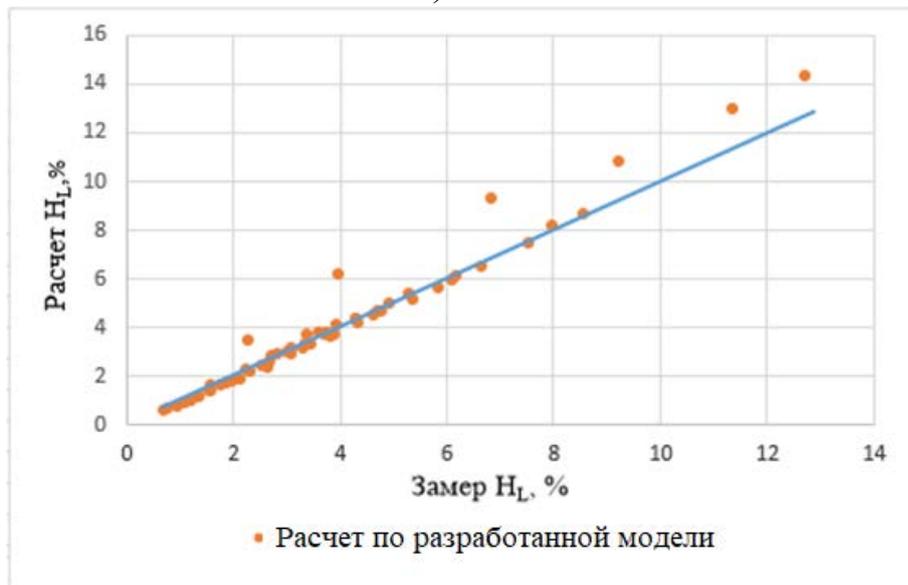
μ_L – вязкость жидкости.

На Рисунках 5.6 показано сопоставление экспериментальных данных объёмного содержания жидкости в газовой трубе для транспортировки ПНГ [102] с расчётными данными для стратифицированного режима течения, согласно механистической модели Н.-Q. Zhang [104] (уравнение для расчёта F_E (5.10), и с расчётными данными разработанной модели для стратифицированно-волнового режима течения (уравнение для расчёта F_E (5.11). На Рисунках 5.7 приведено сопоставление экспериментальных данных градиента давления в газовой трубе для транспортировки ПНГ [102] с

расчётными данными для стратифицированного режима течения, согласно механистической модели Н.-Q. Zhang [104] (уравнение для расчёта f_i (5.5), и с расчётными данными для стратифицированно-волнового режима течения, разработанной модели (уравнение для расчёта f_i (5.6).

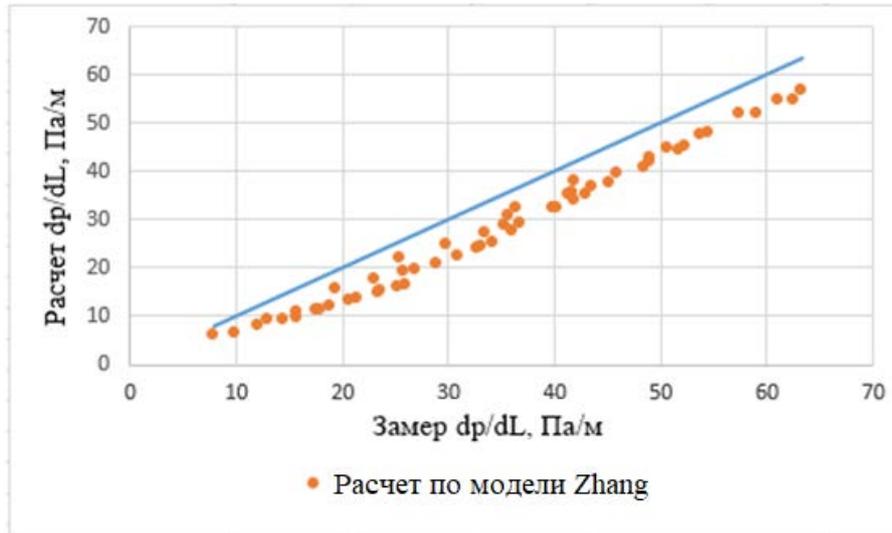


а)

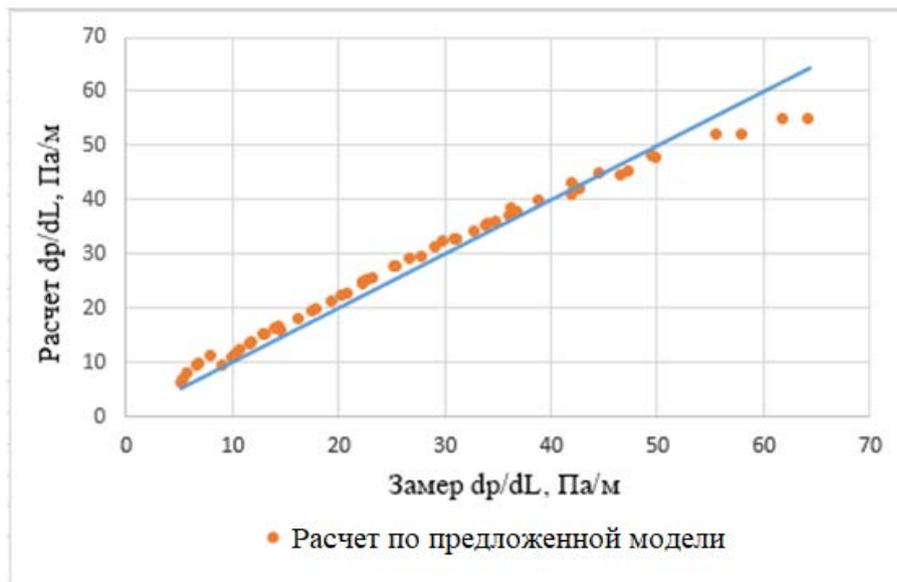


б)

Рисунок 5.6 – Сопоставление экспериментальных данных объёмного содержания жидкости в поперечном сечении газовой трубы для транспортировки ПНГ: а) с расчётными данными, полученными по модели Zhang; б) с расчётными данными, полученными по разработанной модели



а)



б)

Рисунок 5.7 – Сопоставление экспериментальных данных градиента давления в трубе для транспортировки ПНГ: а) с расчётными данными, полученными по модели Zhang; б) с расчётными данными, полученными по разработанной модели

Разработанная модель газожидкостного течения с малым объёмным содержанием жидкости, на основе модификации в гидродинамической модели Н.-Q. Zhang [104] уравнений для расчёта коэффициента объёмного содержания каплей жидкости в газовом потоке F_E и коэффициента гидравлического трения на межфазной границе f_i позволила устранить не

согласованность расчётных и экспериментальных данных по объёмному содержанию жидкости в поперечном сечении трубы (Рисунок 5.6) и по величине градиента давления (Рисунок 5.7).

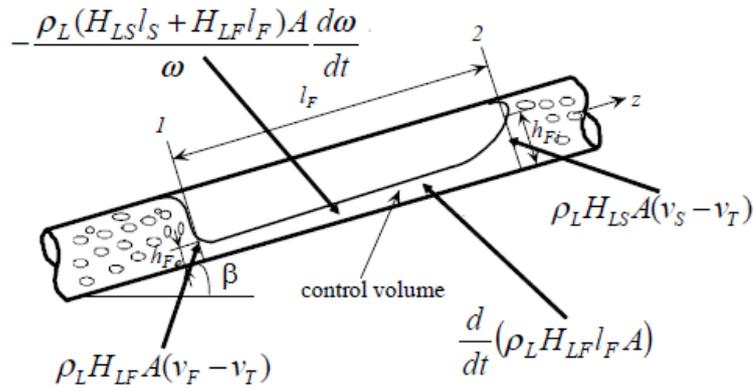
5.2 Разработка методов моделирования газожидкостного течения в поверхностных трубопроводах рельефного типа

Согласно анализу экспериментальных данных, проведённого *Taitel et al.* [107], *and Barnea and Brauner* [108], лишь при определённой длине жидкостной пробки течение становится стабильным. В тоже время длина пузырька Тейлора не оказывает влияния на стабильность газожидкостного течения. Экспериментальные исследования, проведённые *Zhang et al.* [109] для течений в изогнутых трубах, показали, что жидкостная пробка также стремится сохранить свою стабильную длину. Поэтому при механистическом подходе к моделированию пробкового режима течения было сделано допущение о постоянной длине жидкостной пробки вдоль всего V-образного канала и переменной длине пузырька Тейлора (жидкостной плёнки).

Уравнения неразрывности и сохранения количества движения для жидкости и газа записаны для подвижной системы координат (v_t – скорость перемещения системы координат). Расчётная схема массовых расходов в пробковом режиме течения для рельефного трубопровода показана на Рисунке 5.8. Было сделано допущение о том, что на нисходящих и восходящих участках V-образного трубопровода длина жидкостной пробки остаётся постоянной, а длина жидкостных плёнок изменяется, следовательно, изменяется и частота движения жидкостных пробок. Массовый расход с учётом изменения частоты движения жидкостных пробок определяется как:

$$-\frac{\rho_L(H_{LS}l_S + H_{LF}l_F)A}{\omega} \frac{d\omega}{dt}, \quad (5.12)$$

где ω – частота движения пробок, определяется как $\omega = \frac{v_t}{l_U}$.



5.8 – Расчётная схема массовых расходов в жидкостной плёнке пробкового режима течения на V-образном участке трубопровода

Преобразуем уравнение (5.12) к виду:

$$\rho_L (H_{LS} l_S + H_{LF} l_F) A \left(\frac{1}{l_U} \frac{dl_U}{dt} - \frac{1}{v_t} \frac{dv_t}{dt} \right). \quad (5.13)$$

Для развивающегося течения изменение массового расхода в расчётном объёме (Рисунок 5.8) также должно быть включено в уравнение баланса:

$$\frac{d}{dt} (\rho_L H_{LF} l_F A). \quad (5.14)$$

Тогда нестационарное уравнение неразрывности в жидкостной плёнке в области пузырька Тейлора будет иметь вид:

$$\frac{d}{dt} (H_{LF} l_F) = H_{LS} (v_t - v_S) - H_{LF} (v_t - v_{LF}) + (H_{LS} l_S + H_{LF} l_F) \left(\frac{1}{l_U} \frac{dl_U}{dt} - \frac{1}{v_t} \frac{dv_t}{dt} \right). \quad (5.15)$$

Если допустить, что подвижная система координат перемещается с постоянной скоростью и $\frac{\partial v_t}{\partial z} = 0$, то, следовательно, $\frac{\partial v_t}{\partial t} = 0$, тогда нестационарное уравнение неразрывности для жидкостной плёнки примет вид:

$$\frac{d}{dL} (H_{LF} l_F) = \frac{H_{LS} (v_t - v_S) - H_{LF} (v_t - v_F)}{v_t} + \frac{H_{LS} l_S + H_{LF} l_F}{l_U} \frac{dl_U}{dL}. \quad (5.16)$$

Общая длина жидкостной пробки и жидкостной плёнки равна:

$$l_U = l_F + l_S. \quad (5.17)$$

При условии, что длина жидкостной пробки не изменяется, справедливо выражение:

$$\frac{\partial l_F}{\partial L} = \frac{\partial l_U}{\partial L}.$$

После проведённых преобразований нестационарные уравнения неразрывности примут вид:

– для жидкостной плёнки

$$l_F \frac{dH_{LF}}{dL} = \frac{H_{LS}(v_t - v_S) - H_{LF}(v_t - v_F)}{v_t} + \frac{l_S(H_{LS} - H_{LF})}{l_U} \frac{dl_U}{dL}; \quad (5.18)$$

– пузырька Тейлора

$$-l_F \frac{dH_{LF}}{dL} = \frac{(1 - H_{LS})(v_t - v_S) - (1 - H_{LF})(v_t - v_C)}{v_t} + \frac{l_S(H_{LF} - H_{LS})}{l_U} \frac{dl_U}{dL}. \quad (5.19)$$

Соотношения между приведёнными и действительными скоростями жидкости и газа в пробковой структуре можно записать в виде:

$$l_U V_{SL} = H_{LS} l_S v_S + H_{LF} l_F v_F \quad (5.20)$$

$$l_U V_{Sg} = (1 - H_{LS}) l_S v_S + (1 - H_{LF}) l_F v_C. \quad (5.21)$$

$$v_S = H_{LF} v_F + (1 - H_{LF}) v_C. \quad (5.22)$$

Вычитая уравнение (5.19) из соотношения (5.18), получим уравнение неразрывности для V-образного участка трубопровода:

$$l_F \frac{dH_{LF}}{dL} = \frac{H_{LS}(v_t - v_S) - H_{LF}(v_t - v_F)}{2v_t} - \frac{(1 - H_{LS})(v_t - v_S) - (1 - H_{LF})(v_t - v_F)}{2v_t} + \frac{l_S(H_{LS} - H_{LF})}{l_U} \frac{dl_U}{dL}. \quad (5.23)$$

Для получения нестационарного уравнения сохранения количества движения для области жидкостной плёнки приложим к расчётному объёму (жидкостной плёнке) все действующие на неё силы (Рисунок 5.9).

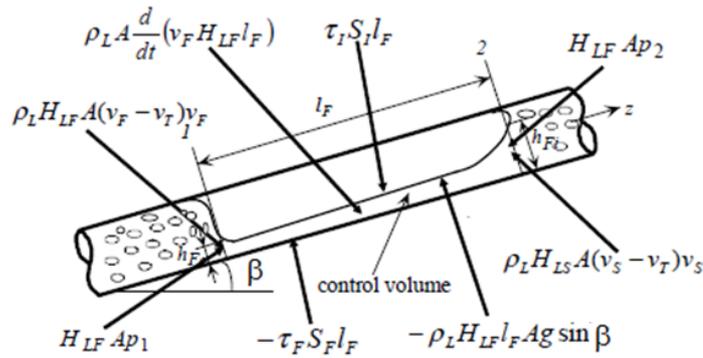


Рисунок 5.9 – Схема приложения сил, действующих на жидкостную плёнку

Общий вид уравнения сохранения количества движения в жидкостной плёнке для V-образного участка трубопровода имеет вид:

$$\frac{\rho_L}{H_{LF} l_F} \frac{d}{dt} (H_{LF} l_F v_F) = \frac{\rho_L [H_{LS} (v_t - v_S) v_S - H_{LF} (v_t - v_F) v_F]}{H_{LF} l_F} + \frac{\tau_i S_i - \tau_F S_F}{H_{LF} A} - \rho_L g \sin \beta - \frac{P_2 - P_1}{l_F}.$$

Используя уравнение (5.20), и считая длину жидкостной пробки постоянной, получим:

– для жидкостной плёнки:

$$\frac{\rho_L v_t V_{SL}}{H_{LF} l_F} \frac{dl_U}{dL} = \frac{\rho_L [H_{LS} (v_t - v_S) v_S - H_{LF} (v_t - v_F) v_F]}{H_{LF} l_F} + \frac{\tau_i S_i - \tau_F S_F}{H_{LF} A} - \rho_L g \sin \beta - \frac{P_2 - P_1}{l_F}; \quad (5.24)$$

– для пузырька Тейлора:

$$\frac{\rho_g v_t V_{Sg}}{(1 - H_{LF}) l_F} \frac{dl_U}{dL} = \frac{\rho_g [(1 - H_{LS}) (v_t - v_S) v_S - (1 - H_{LF}) (v_t - v_F) v_F]}{(1 - H_{LF}) l_F} - \frac{\tau_i S_i + \tau_C S_C}{(1 - H_{LF}) A} - \rho_g g \sin \beta - \frac{P_2 - P_1}{l_F}. \quad (5.25)$$

Допуская наличие равенства градиентов давления в жидкостной плёнке и пузырьке Тейлора (уравнения (5.24) и (5.25)), получим уравнение сохранения количества движения в общем виде:

$$\frac{v_t \left(\frac{\rho_L V_{SL}}{H_{LF}} - \frac{\rho_g V_{Sg}}{(1-H_{LF})} \right) dl_U}{l_F} = \frac{\rho_L [H_{LS}(v_t - v_S)v_S - H_{LF}(v_t - v_F)v_F]}{H_{LF} l_F} - \frac{\rho_g [(1-H_{LS})(v_t - v_S)v_S - (1-H_{LF})(v_t - v_C)v_C]}{(1-H_{LF}) l_F} - \frac{\tau_F S_F - \tau_i S_i}{H_{LF} A} + \frac{\tau_i S_i + \tau_C S_C}{(1-H_{LF}) A} \quad (5.26)$$

$$-(\rho_L - \rho_g)g \sin \beta.$$

Результаты сопоставления расчётов по предложенной методике [110,111] с экспериментальными значениями [112] наглядно демонстрируют влияние эффектов типа рельефности на частоту жидкостных течений на нисходящих и восходящих участках трубопровода (Рисунки 5.10 и 5.11).

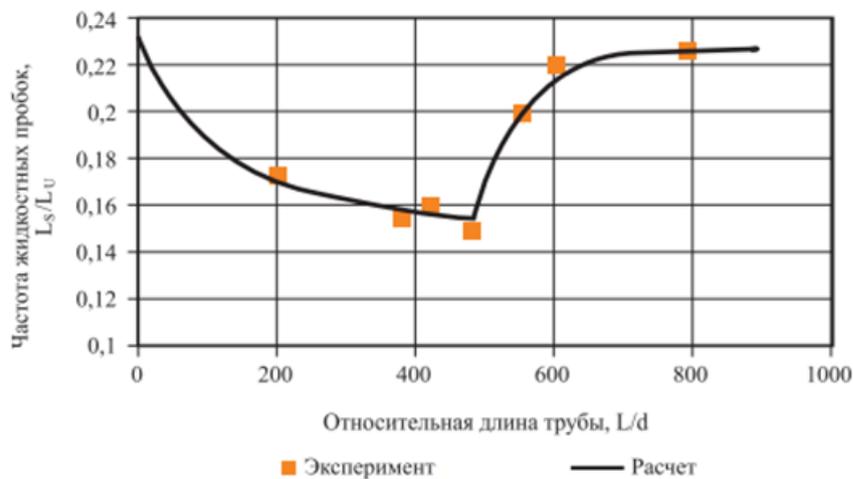


Рисунок 5.10 – Сопоставление расчётной частоты жидкостных пробок с экспериментальными данными на нисходящем и восходящем V-образном участке трубопровода

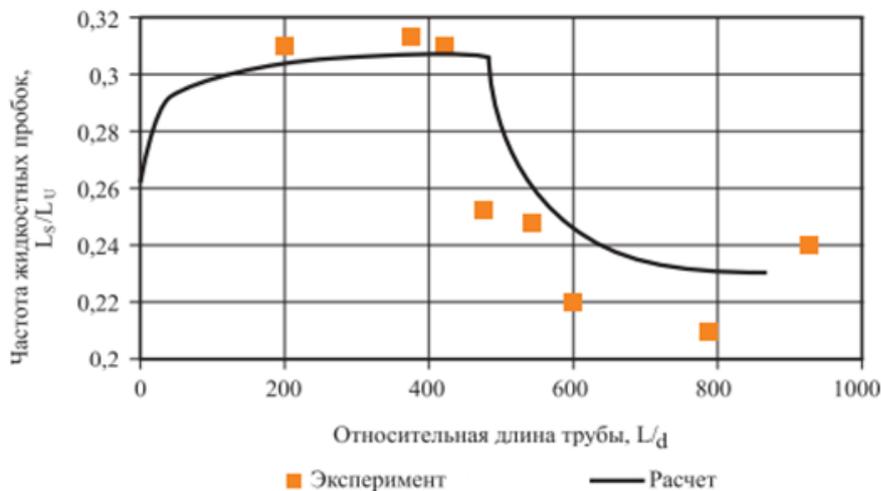


Рисунок 5.11 – Сопоставление расчётной частоты жидкостных пробок с экспериментальными данными на восходящем и нисходящем V-образном участке трубопровода

5.3 Уточнение гидродинамических критериев прогнозирования структуры газожидкостного течения на рельефных участках трубопровода

Методы прогнозирования структуры газожидкостного течения на линейных участках трубопроводных систем хорошо известны и апробированы. Так, в работе [113] предлагается исследование влияния эффектов рельефности V-образного участка трубопровода на формирование структуры газожидкостного течения. В предложенном в данной работе анализе экспериментальных данных представлена попытка связать качественное поведение структуры потока в нисходящей секции и в нижнем изгибе V-образной трубы с картой установившихся режимов потока *Taitel and Dukler* в линейном трубопроводе. На Рисунке 5.12 приведены возможные структуры газожидкостного течения на V-образном участке промышленного трубопровода нефтесбора при различных значениях приведённых скоростей жидкости (V_{SL}) и газа (V_{Sg}).

Для низких и умеренных значений приведённой скорости жидкости V_{SL} и низких значений приведённой скорости газа V_{Sg} , на Рисунке 5.12 (а) приведён случай полной диссипации пробковой структуры течения в нисходящей секции трубы с инициированием и ростом пробки в нижнем изгибе трубы. В этом случае короткие и медленно перемещающиеся пробки, легко рассеиваются в секции спуска. При умеренных приведённых скоростях потока жидкости V_{SL} и газа V_{Sg} наблюдается структура течения с частичной диссипацией пробок в секции спуска и инициированием и ростом пробки в области изгиба трубы (Рисунок 5.12, б). При умеренной приведённой скорости жидкости V_{SL} и высокой приведённой скорости газа V_{Sg} (Рисунок 5.12, в) имеет место отсутствие диссипации пробок в секции спуска с инициированием и их ростом в нижнем изгибе трубы. Частота движения пробок уменьшается в секции спуска, жидкость скапливается в изгибе и либо инициирует новую пробку, либо создаёт застойную область.

При высокой скорости жидкости V_{SL} и низкой скорости газа V_{Sg} (Рисунок 5.12, г) не наблюдается диссипации пробок на участках спуска и не происходит роста пробок на участке изгиба трубы. В этом случае сохраняется высокое объёмное содержание жидкости в движущихся с большой частотой пробках в секции спуска. В изгибе трубы частое прохождение пробок не позволяет жидкости скапливаться для их роста.

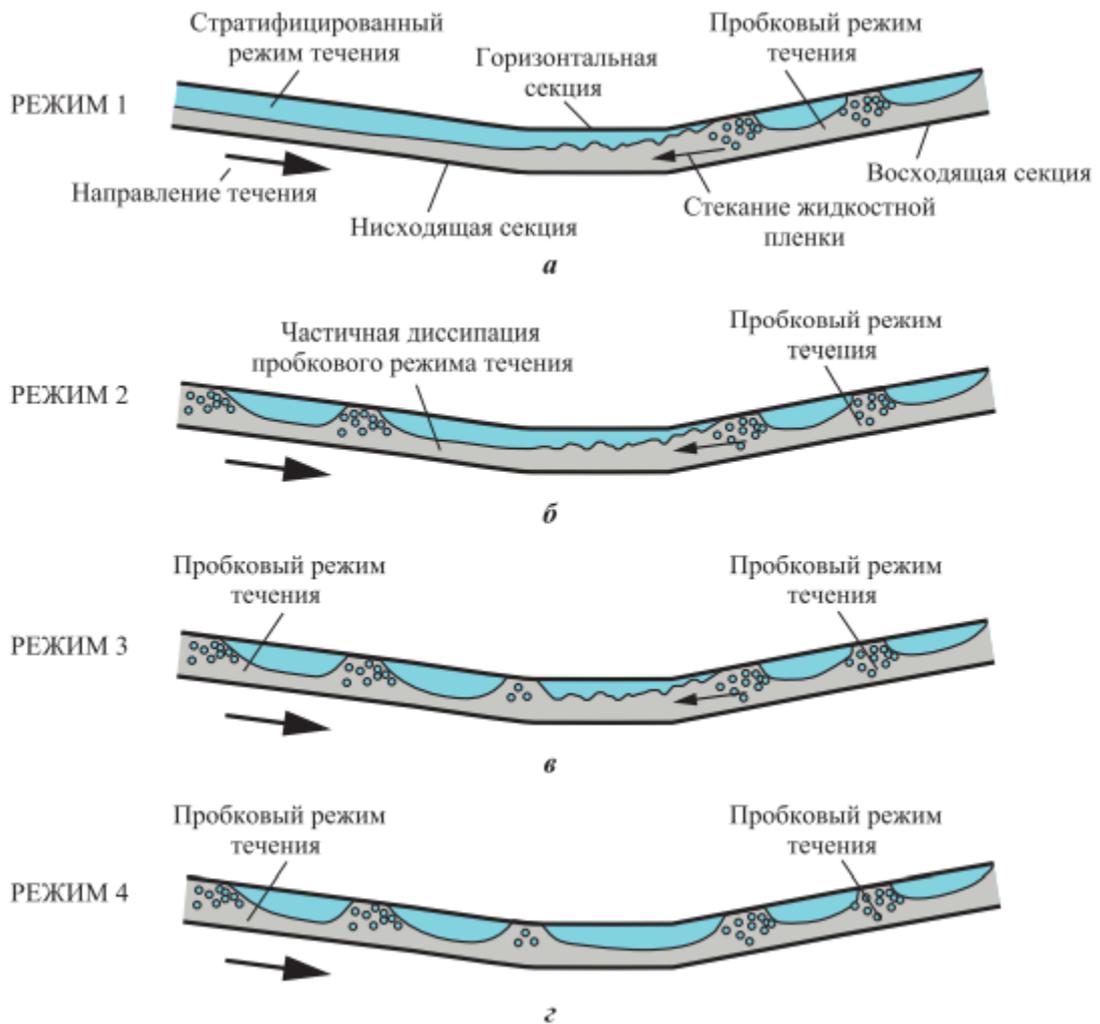


Рисунок 5.12 – Влияние эффекта рельефности на пробковую структуру газожидкостного течения смеси в рельефном трубопроводе: а – разрушение жидкостных пробок в нисходящем участке трубы и рост жидкостной пробки в изгибе трубы; б – частичное разрушение жидкостных пробок в нисходящем участке трубы и рост жидкостной пробки в изгибе трубы; в – отсутствие разрушения жидкостных пробок в нисходящем участке трубы и рост жидкостной пробки в изгибе трубы; г – типовой пробковый режим газожидкостного течения

На Рисунке 5.13 показано наложение экспериментальных данных, соответствующих различным структурам течения, представленным на Рисунке 5.12, на карту режимов течений, согласно *Taitel and Dukler*, для нисходящего течения с углом наклона трубы $1,93^\circ$. Все экспериментальные данные для случаев полной диссипации жидкостных пробок в нисходящей секции канала и режимы с инициированием пробки в изгибе трубы попадают в области стратифицированного и стратифицированно-волнового течения по *Taitel and Dukler*. Это указывает на то, что карта течений по *Taitel and Dukler* способна описывать структуру потока в нисходящей секции трубы и в области её изгиба. Кроме того, расположение экспериментальных точек для различных структур течения типа рельефности на карте режимов по *Taitel and Dukler* позволяет судить о механизме инициирования жидкостной пробки.

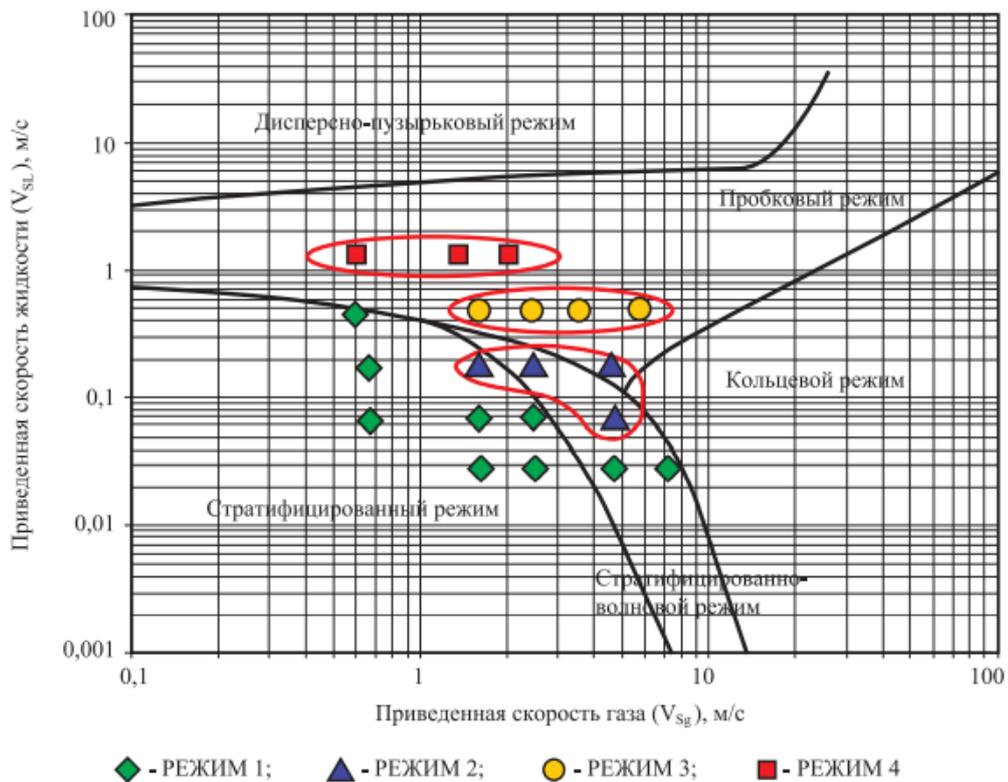


Рисунок 5.13 – Сопоставление режимов течения в трубе типа рельефности с картой режимов течений по *Taitel and Dukler* для нисходящего течения ($-1,93^\circ$)

Механизм инициирования жидкостной пробки в зоне изгиба трубы, согласно экспериментальным данным, может соответствовать

стратифицировано-волновому течению, и в нижнем изгибе трубы обычно связан с повышением уровня жидкости и, как следствие, увеличением скорости газа, т.к. площадь проходного сечения в зоне изгиба трубы уменьшается. Таким образом, волны с малой амплитудой формируются локально в изгибе, затем теряют устойчивость, и с увеличением амплитуды перемещаются в виде жидкостных пробок в секции подъёма.

Инициирование пробки в зоне изгиба может иметь другой механизм. Волны из зоны изгиба могут коалисцировать в восходящей секции [113], тем самым образуя жидкостные пробки.

Из данных, представленных на Рисунке 5.13, видно, что экспериментальные точки течения с учётом рельефности, соответствующие частичной диссипации в нисходящей секции трубы с инициацией и ростом пробки (РЕЖИМ 2), расположены близко к границе перехода от стратифицировано-волнового к пробковому потоку. Это означает, что инициирование и рост пробки в зоне изгиба трубы происходит при рабочих условиях, близких к этой границе. Точки, снятые при высоких приведённых скоростях жидкости и соответствующие режиму течения, у которого не наблюдается эффекта рельефности (РЕЖИМ 4), полностью лежат в области пробкового режима течения. Также в области пробкового режима течения, но при более низких приведённых скоростях жидкости и высоких приведённых скоростях газа лежат экспериментальные точки, соответствующие РЕЖИМУ 3. Режим полной диссипации пробок в секции спуска с инициированием и ростом пробки в зоне изгиба (РЕЖИМ 1) попадает в область стратифицированного и стратифицировано-волнового режимов течения.

Таким образом, режимы течения с частичным разрушением жидкостных пробок на нисходящих участках трубопровода (Рисунок 5.12, б), и ростом жидкостной пробки в нижнем изгибе V-образного трубопровода не прогнозируются по известным стационарным методикам. В работе [113] вышеперечисленные структуры течения получили название эффекта рельефности.

В данном разделе исследования представлена разработка методики на основе модифицированной автором работы газожидкостной модели Zhang, позволяющей прогнозировать режимы газожидкостного течения и проводить гидравлический расчёт параметров на V-образных участках рельефных трубопроводов [110,111].

На Рисунке 5.14, путём сопоставления результатов расчёта по предложенной автором методике для развивающегося пробкового течения с механистической моделью Zhang [104], продемонстрировано влияние эффекта рельефности на параметры газожидкостного течения.

Представленные на Рисунке 5.14 данные демонстрируют решение двух задач:

1 Расчёт параметров газожидкостного течения на наклонных линейных участках трубопровода без учёта эффекта рельефности по унифицированной модели Zhang (2003).

2 Расчёт параметров газожидкостного течения в области изгиба V-образной трубы (на расстоянии 900 калибров трубы) по разработанной модели с учётом эффекта рельефности.

Моделирование структуры газожидкостного течения на наклонных линейных участках, согласно предложенной расчётной схеме трубопроводов без учёта эффекта рельефности, с использованием подхода, предложенного Zhang (2003), показало наличие стратифицированного течения для нисходящего потока и пробкового режима течения – для восходящего.

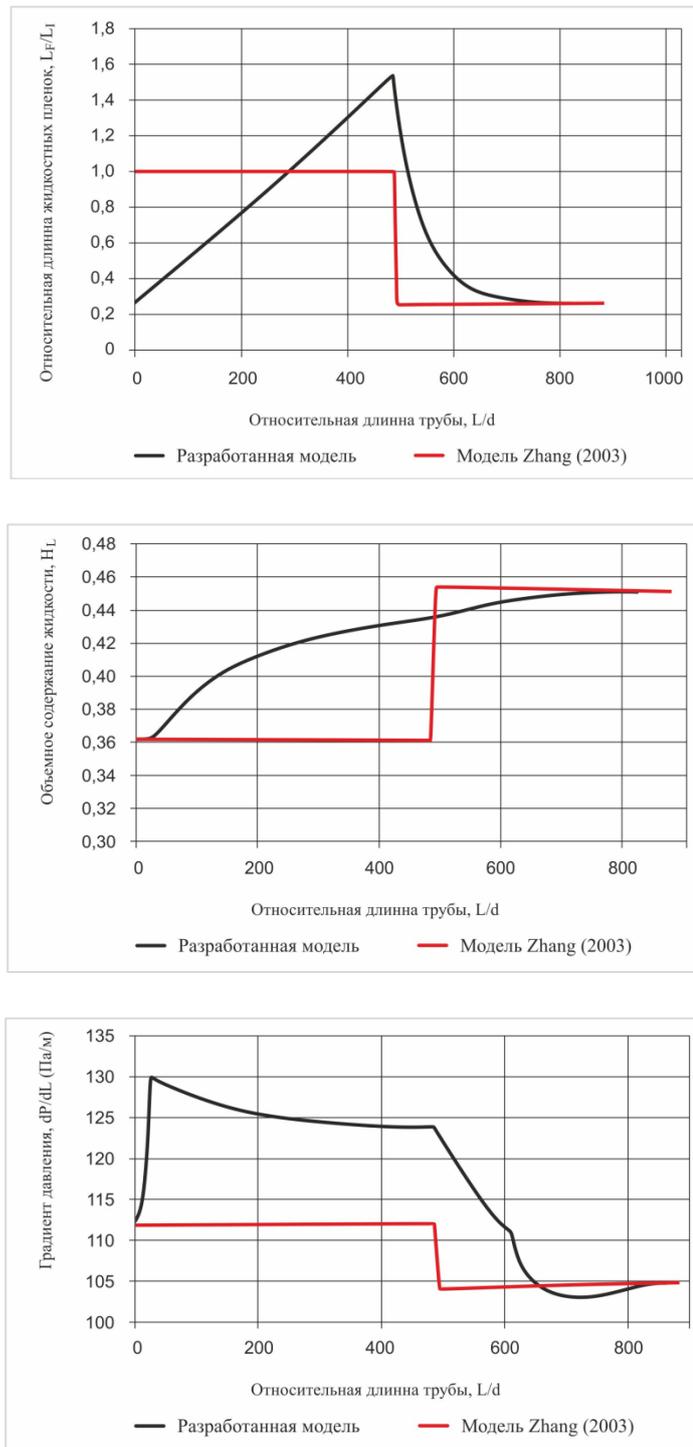


Рисунок 5.14 – Сравнение данных расчёта по разработанной методике и унифицированной методике Zhang

На Рисунке 5.14 (а) для оценки влияния эффекта рельефности на структуру газожидкостного течения на расстоянии 900 калибров вдоль V-образного участка трубы, приведены зависимости отношения расчётной длины жидкостной плёнки к длине нисходящего и восходящего участков трубопровода, полученные с использованием разработанной модели и модели

Zhang. Согласно результатам расчётов, проведённых по модели Zhang, отношение жидкостной плёнки к длине трубы на нисходящем участке равно единице, а на восходящем – 0,25, что означает скачкообразный переход в области изгиба трубы от расслоенного режима течения к пробковому. Расчёты, проведённые по разработанной модели, показали, что изменение отношения расчётной длины жидкостной плёнки к длине нисходящего участка канала лежит в диапазоне от 0,3 до 1,5, а на восходящем участке – в диапазоне от 1,5 до 0,25. Анализируя полученные расчётные результаты можно сделать вывод о том [114], что в начале нисходящего участка трубы, где $L_F/L_I < 1$, реализуется пробковый режим течения, а ниже по течению, где $L_F/L_I > 1$, жидкостные пробки разрушаются, и течение становится расслоенным. Расчётные зависимости объёмного содержания жидкости и градиента давления вдоль области изгиба V-образного участка трубы (Рисунок 5.14, б,в), полученные по разработанной модели, более физичны по сравнению с зависимостями, полученными по модели Zhang, т.к. в них отсутствует разрыв параметров, что не противоречит экспериментальным данным [113], а рост объёмного содержания жидкости в области изгиба (рост жидкостной пробки) сопровождается значительными гидравлическими потерями и ростом градиента давления.

5.4 Разработка гидродинамических критериев потери устойчивости застойных жидкостных пробок при транспортировке попутного нефтяного газа на рельефных участках промысловых трубопроводов

Многие нефтяные месторождения Западной Сибири с прогрессирующим ростом обводнённости скважинной продукции характеризуются высокой поверхностной температурой добываемых флюидов [115], и, как следствие, проведением горячей промысловой сепарации ПНГ на ДНС и УПСВ. В этом случае отсепарированный горячий газ является «жирным» из-за высокого содержания газовой фазы жидких углеводородов, и в процессе его

транспортировки на ГПЗ остывает, образуя конденсатную плёнку на внутренней поверхности стенок трубопровода. Если газовый трубопровод проходит по рельефной местности, то в нём на V-образных участках возможно образование застойных жидкостных пробок.

Результаты экспериментальных исследований [116] показали, что при увеличении скорости потока газа в области застойной жидкостной пробки (Рисунок 5.15, б) реализуются различные газожидкостные структуры течения:

- статическая застойная зона;
- волнистая застойная зона;
- периодический поток жидкостных пробок;
- периодический поток с полупроницаемыми жидкостными пробками;
- аperiodический поток с полупроницаемыми жидкостными пробками;
- поток с пристеночной жидкостной плёнкой;
- поток с разорванной пристеночной жидкостной плёнкой.

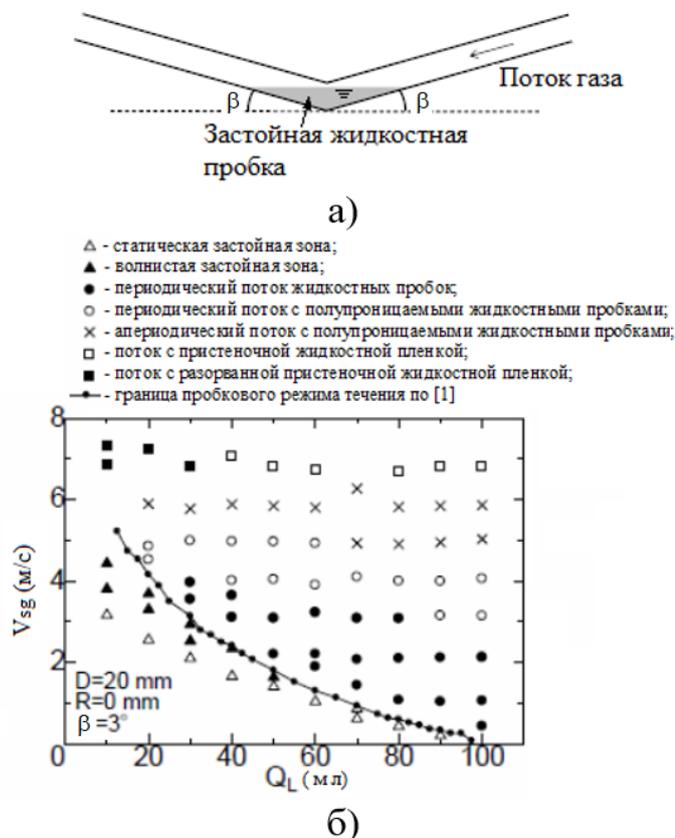


Рисунок 5.15 – Экспериментальная карта режимов газожидкостного течения в области застойной жидкостной пробки на V-образном участке газового трубопровода

Анализируя карту газожидкостного течения, показанную на Рисунке 5.15, можно утверждать, что низкие значения приведённой скорости газа V_{sg} не оказывают влияния на форму застойной жидкостной зоны в изгибе трубы. В этом режиме течения граница газ-жидкость может деформироваться, образуя стационарный «горб» на поверхности из-за разрежения газа, проходящего через узкое сечение, образованное поверхностью жидкостной пробки и стенкой трубы. Такой же статический режим с застойной зоной жидкости сохраняется и при более высоком значении V_{sg} , если при этом уровень жидкости в изгибе Q_L был достаточно низок. Дальнейшее увеличение V_{sg} вызывает переход от статического к волновому режиму скорости течения газа в застойной зоне за счёт пульсаций, генерируемых на границе раздела фаз. Такой режим наблюдается в более широком диапазоне приведённых скоростей газа V_{sg} с более низкими объёмами жидкости Q_L .

Последующее увеличение приведённой скорости газа V_{sg} вызывает рост «горба» на границе раздела жидкость-газ, который постепенно перекрывает всё проходное сечение трубы, занятое газом, что приводит к образованию жидкостной пробки. Газовый напор вынуждает образовавшуюся жидкостную пробку медленно перемещаться по восходящему участку трубопровода, при этом под действием гравитационных сил она разрушается, и, стекая, возвращается в исходное положение, образуя новую застойную зону. Такой, периодически повторяющийся режим образования и разрушения жидкостной пробки получил название периодического потока жидкостных пробок [117].

Дальнейшее увеличение приведённой скорости газа V_{sg} приводит к образованию на восходящем участке трубопровода течений с периодическими и аperiodическими полупроницаемыми пробками (не занимающими всё проходное сечение трубопровода). Затем, с ростом скорости газа, жидкость начинает непрерывно подниматься по восходящему участку трубопровода в виде жидкостной плёнки. Уменьшение объёмного расхода жидкости и угла наклона восходящего участка трубы может привести к разрушению сплошной

жидкостной плёнки на несвязанные куски, движущиеся вверх по наклонному участку трубопровода.

Анализ представленных экспериментальных исследований показал, что с застойными жидкостными зонами на V-образных участках трубопроводов можно бороться, увеличивая приведённую скорость газа до величины, при которой начинается процесс пробкообразования, т.е. осуществляется переход к периодическому пробковому режиму. Поэтому для решения практических задач крайне важно определение условий пробкообразования в застойной зоне трубопровода. *Mishima and Ishii* (1980) экспериментально получили критерий для скорости проскальзывания газа относительно жидкости, при которой начинается пробкообразование в горизонтальной трубе:

$$v_g - v_L \geq 0,487 \sqrt{\frac{\rho_L g h_g}{\rho_g}}, \quad (5.27)$$

где h_g – высота канала, заполненная газом.

В застойной жидкостной пробке скорость жидкости равна нулю ($v_L = 0$). Тогда для горизонтальной трубы диаметром $D = 20$ мм уравнение (5.27) примет вид $v_g^2 = 1,9h_g$. Сопоставление данных эксперимента на V-образном участке трубы с расчётами границы начала пробкообразования в горизонтальной трубе по уравнению (5.27) показало, что расчётная зависимость, в отличие от экспериментов, проходит через начало координат (Рисунок 5.16,а) и имеет более пологий вид. При $h_g > 6$ мм (для низких Q_L) начало пробкообразования происходит при более высоких V_{sg} , чем расчётные значения по уравнению (5.27).

Это происходит из-за того, что в угловой конфигурации для образования волны жидкости недостаточно. С другой стороны, при замеренных значениях приведённой скорости V_{sg} ниже рассчитанной по уравнению (5.27), при низких значениях h_g (т.е. при высоких Q_L), из-за изгиба трубы проходное сечение для течения газа становится мало, скорость в узком сечении

становится большой даже при невысоких V_{sg} . Это вызывает снижение давления в застойной зоне, приводя к формированию жидкостной пробки.

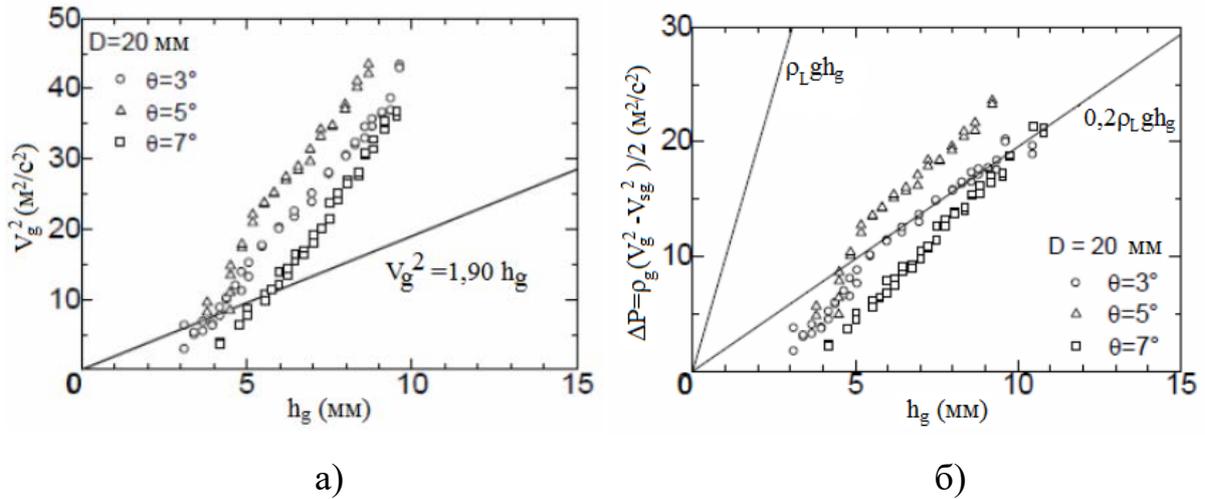


Рисунок 5.16. – Сопоставление экспериментальных данных на V-образном участке трубы с расчётами начала процесса пробкообразования в горизонтальной трубе

Для коротких участков трубопроводов с малым углом наклона пьезометрическим напором и потерями давления на трение можно пренебречь, тогда уравнение Бернулли можно записать как:

$$\Delta P = \frac{\rho_g (v_g^2 - V_{sg}^2)}{2} . \quad (5.28)$$

Считаем, что жидкостная пробка начинает образовываться в изгибе трубы, когда местные потери давления можно выразить как:

$$\Delta P = \frac{\rho_g (v_g^2 - V_{sg}^2)}{2} = \rho_L g h_g . \quad (5.29)$$

Экспериментальные замеры потерь давления ΔP от высоты h_g показаны на Рисунке 5.16,б. При $h_g > 6$ мм для углов наклона труб $\beta = 3^\circ$ и 5° замеры проходят через начало координат, однако составляют 20% от величины $\rho_L g h_g$. Связь между потерями давления ΔP и углом наклона трубы β не является монотонной, что означает, что величина ΔP не является основным критерием начала пробкообразования, согласно данным работы [117] на

начало пробкообразования существенное влияние оказывает наличие неустойчивости на границе жидкость-газ, как это представлено в модели «заводнения», предложенной Wallis, 1969 и Whalley в виде:

$$\sqrt{V_{sg}^{*1}} = \sqrt{\frac{\sqrt{\rho_g V_{sg}}}{\sqrt{(\rho_L - \rho_g)gD}}} \quad (5.30)$$

Связь экспериментальных значений V_{sg}^{*1} и Q_L^* ($Q_L^* = Q_L / Q_{Lmax}$), где Q_{Lmax} – объёмный расход, заполняющий всё проходное сечение в области изгиба трубы) показана на Рисунке 5.17,а в виде линейно уменьшающейся с увеличением Q_L зависимости. При этом влияние угла наклона труб (β) не существенно.

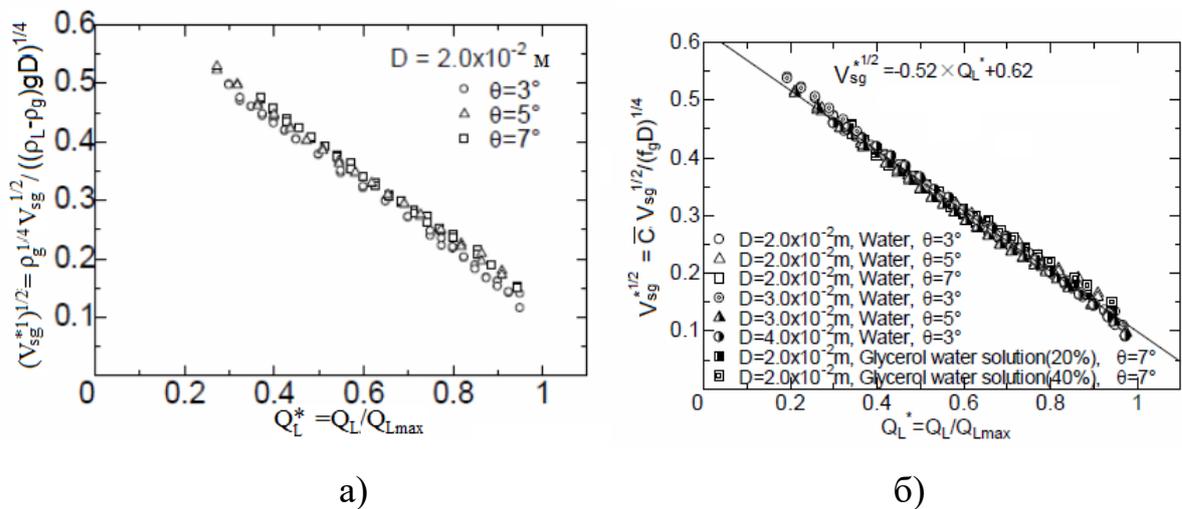


Рисунок 5.17 – Соотношение между V_{sg}^{*1} и Q_L^*

Авторы работы [117] предложили следующую эмпирическую корреляцию для расчёта скорости газа, при которой начинается пробкообразование в зависимости от угла наклона трубы β , диаметра D и плотности флюидов:

$$\sqrt{V_{sg}^{*2}} = \sqrt{\frac{\sqrt{\rho_g V_{sg}}}{\sqrt{(\rho_L - \rho_g)gD(1 + \sin \beta)^4}}} \quad (5.31)$$

Вводя в выражение безразмерный критерий Бонда, уравнение (5.31) можно преобразовать к виду:

$$\sqrt{V_{sg}^*} = \bar{C} \sqrt{\frac{V_{sg}}{\sqrt{f_g D}}}, \quad (5.32)$$

где $f_g = (1 + \sin \beta)^4 \frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_g} g$;

$$\bar{C} = 1,73 \times 10^{-3} Bo + 0,912.$$

Постановка задачи устойчивости на границе двух идеальных жидкостей принадлежит Г. Гельмгольцу (*H.Helmholtz*, 1868) и У. Кельвину (*W.Kelvin*, 1871), поэтому открытая ими неустойчивость была названа «неустойчивость Кельвина и Гельмгольца». Инкремент развития неустойчивости Кельвина и Гельмгольца заключается в следующем – в поперечном сечении трубопровода на границе раздела фаз профиль скорости жидкости и газа имеет точку перегиба. Согласно утверждению Рэлея, при наличии в профиле скорости потока точки перегиба такое течение становится неустойчивым.

При составлении математической модели воспользуемся уравнениями сохранения для безвихревого стратифицированного течения в области изгиба рельефного трубопровода, считая, что граница жидкость-газ проходит вдоль оси Z , как показано на Рисунке 5.18.

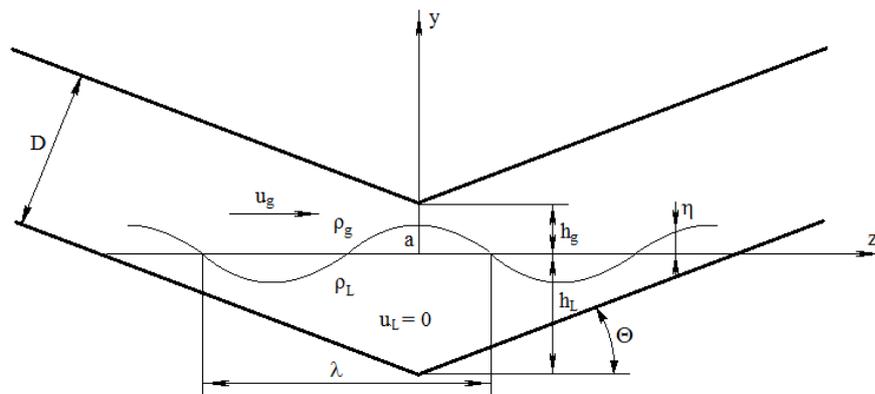


Рисунок 5.18 – Расчётная схема течения неустойчивости на границе жидкость-газ

В качестве основных уравнений математической модели используем уравнения сохранения количества движения в форме Эйлера:

$$\frac{\partial v}{\partial t} + v \frac{\partial v}{\partial z} + w \frac{\partial v}{\partial y} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial P}{\partial z}; \quad (5.33)$$

$$\frac{\partial w}{\partial t} + v \frac{\partial w}{\partial z} + w \frac{\partial w}{\partial y} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial P}{\partial y} - g, \quad (5.34)$$

где v, w – продольные и поперечные составляющие скорости.

Для баротропного течения ($\rho = \rho(P)$) приведённые выше уравнения количества движения можно преобразовать к виду:

$$\frac{\partial v}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial z} \left[\frac{q^2}{2} + \int \frac{dP}{\rho} \right] = (\vec{v} \times \zeta)_z; \quad (5.35)$$

$$\frac{\partial w}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial y} \left[\frac{q^2}{2} + \int \frac{dP}{\rho} + gz \right] = (\vec{v} \times \zeta)_y. \quad (5.36)$$

В случае безвихревого течения правая часть уравнений (5.35) и (5.36) будет равна нулю. Это предположение позволяет рассматривать равномерные профили течения жидкости и газа относительно линии раздела фаз:

$$\frac{v_g^2}{2} + \frac{P_g}{\rho_g} + gy = C_1; \quad (5.37)$$

$$\frac{v_L^2}{2} + \frac{P_L}{\rho_L} + gy = C_2, \quad (5.38)$$

где C_1 и C_2 – константы.

Из этих уравнений (при условии $P_g = P_L$) получаем простое граничное условие:

$$\rho_g \left(\frac{v_g^2}{2} - C_1 \right) = \rho_L \left(\frac{v_L^2}{2} - C_2 \right). \quad (5.39)$$

Зададим достаточно малое возмущение на границе раздела фаз. Согласно теореме Кельвина о циркуляции, даже при отсутствии вязкости система останется безвихревой. Заданную систему можно описать двухмерной функцией потенциала скорости

$$\tilde{\phi}_g = v_g z + \phi_g; \quad (5.40)$$

$$\tilde{\phi}_L = v_L z + \phi_L. \quad (5.41)$$

Эти функции подчиняются однородному уравнению Лапласа в виде $\nabla^2 \tilde{\phi}_g = 0$; $\nabla^2 \tilde{\phi}_L = 0$. При этом возмущения характеризовались и потенциальными функциями: $\nabla^2 \phi_g = 0$; $\nabla^2 \phi_L = 0$.

Для безвихревого потока функция потенциала скорости определяет движения жидкости в системе $u \equiv \partial\phi/\partial z$ и $w \equiv \partial\phi/\partial y$.

Зададим выражение, описывающее волновой профиль, приведённый на Рисунке 5.18

$$\eta = a \sin k(z - ct), \quad (5.42)$$

где a – амплитуда волны;

$k = 2\pi/\lambda$ – волновое число;

c – фазовая скорость перемещения волны вдоль межфазной границы;

λ – длина волны;

t – время.

Потенциал скорости с учётом зависимости, описывающей волновое возмущение, будет иметь вид:

$$\tilde{\phi} = -vz + X(y) \cos k(z - ct), \quad (5.43)$$

или с учётом потенциальной функции $\nabla^2 \phi = 0$, в виде:

$$\tilde{\phi} = -vz + (A \cosh ky + B \sinh ky) \cos k(z - ct). \quad (5.44)$$

Далее зададим для системы граничное условие, характеризующее непрерывность на границе фаз. Иными словами, возмущение не изменяет положение жидкости и газа по обе стороны границы фаз:

$$\frac{\partial \phi_g}{\partial y} = \frac{d\eta}{dt} = \frac{\partial \eta}{\partial t} + v_g \frac{\partial \eta}{\partial z} \quad \text{при } y = \eta_-; \quad (5.45)$$

$$\frac{\partial \phi_L}{\partial y} = \frac{d\eta}{dt} = \frac{\partial \eta}{\partial t} + v_L \frac{\partial \eta}{\partial z} \quad \text{при } y = \eta_+. \quad (5.46)$$

На стенке, при $y = 0$, ещё больше ограничиваем масштаб возмущения, считая, что он достаточно мал, нелинейные члены по скоростям возмущений игнорируются. Таким образом, упростили условия:

$$-\left(\frac{\partial \phi_g}{\partial y}\right)_{y=h_g} = 0; \quad -\left(\frac{\partial \phi_L}{\partial y}\right)_{y=h_L} = 0 \text{ и } B=0. \quad (5.47)$$

Из уравнений (5.42), (5.44) и (5.47), и при условии, что $ka \approx 0$, получим выражения для потенциалов скорости:

$$\tilde{\phi}_g = -v_g z + a(v_g - c) \frac{\cosh k(h_g - y)}{\sinh kh_g} \cos k(z - ct); \quad (5.48)$$

$$\tilde{\phi}_L = -v_L z - a(v_L - c) \frac{\cosh k(h_L + y)}{\sinh kh_L} \cos k(z - ct); \quad (5.49)$$

Сформулируем условие распределения давления вдоль возмущённой границы фаз. Расчётная схема течения жидкости и газа вдоль границы учитывает разрывы по плотности и скорости. Примем допущение, что распределение давления по всей расчётной системе непрерывно и будет плавно приближаться к одному пределу по обеим сторонам возмущённой границы фаз.

Для того чтобы это условие работало, рассмотрим уравнения баланса между давлением и энергией выше и ниже возмущённой границы раздела фаз. Запишем эти уравнения балансов в виде неустойчивого уравнения Бернулли:

$$\frac{\partial \tilde{\phi}_g}{\partial t} + \frac{(\nabla \tilde{\phi}_g)^2}{2} + \frac{\tilde{P}_g}{\rho_g} + gy = \frac{\partial \tilde{\phi}_g}{\partial t} + \frac{1}{2} \left[\left(\frac{\partial \tilde{\phi}_g}{\partial z} \right)^2 + \left(\frac{\partial \tilde{\phi}_g}{\partial y} \right)^2 \right] + \frac{\tilde{P}_g}{\rho_g} + gy = C_1; \quad (5.50)$$

$$\frac{\partial \tilde{\phi}_L}{\partial t} + \frac{(\nabla \tilde{\phi}_L)^2}{2} + \frac{\tilde{P}_L}{\rho_L} + gy = \frac{\partial \tilde{\phi}_L}{\partial t} + \frac{1}{2} \left[\left(\frac{\partial \tilde{\phi}_L}{\partial z} \right)^2 + \left(\frac{\partial \tilde{\phi}_L}{\partial y} \right)^2 \right] + \frac{\tilde{P}_L}{\rho_L} + gy = C_2. \quad (5.51)$$

Подставив уравнения (5.48) и (5.49) в соотношения (5.50) и (5.51), получим давления для газа и жидкости, соответственно:

$$\tilde{P}_g = -\rho_g \left[(v_g - c)^2 k \coth kh_g + g \right] a \sin k(z - ct) + P_0; \quad (5.52)$$

$$\tilde{P}_L = \rho_L \left[(v_L - c)^2 k \coth kh_L - g \right] a \sin k(z - ct) + P_0. \quad (5.53)$$

где P_0 – давление для невозмущённого течения.

Из-за поверхностного натяжения (σ_L), используя формулу Лапласа, в предположении, что волна однородна, перепад давления между жидкостью и газом на границе раздела фаз можно записать в виде:

$$\tilde{P}_L - \tilde{P}_g = -\sigma_L \left| \frac{1}{R} \right|, \quad (5.54)$$

где $\frac{1}{R} = \frac{\partial^2 \eta}{\partial z^2} \left[1 + \left(\frac{\partial \eta}{\partial z} \right)^2 \right]^{-3/2}$ – кривизна газожидкостной границы.

В рассматриваемом случае малых амплитуд ($a \ll \lambda$) второй член в квадратных скобках можно опустить.

Совместное решение уравнений (5.52) – (5.54) позволит получить выражение для расчёта скорости возмущения c в виде:

$$\rho_L (v_L - c)^2 \coth kh_L + \rho_g (v_g - c)^2 \coth kh_g = \sigma_L k + \frac{g}{k} (\rho_L - \rho_g). \quad (5.55)$$

Из уравнения (5.55) получим фазовую скорость возмущения:

$$c = \frac{\rho_L v_L I_L + \rho_g v_g I_g}{\rho_L I_L + \rho_g I_g} \pm \sqrt{\frac{1}{\rho_L I_L + \rho_g I_g} \left[k \sigma_L + \frac{g}{k} (\rho_L - \rho_g) - \frac{\rho_L I_L \rho_g I_g}{\rho_L I_L + \rho_g I_g} (v_g - v_L)^2 \right]}, \quad (5.56)$$

где $I_L = \coth kh_L$ и $I_g = \coth kh_g$.

Согласно данным работы [116], возмущение на границе фаз в виде монохромной волны становится неустойчивым, когда подкоренное значение в выражении (5.56) становится отрицательным. Для случая, рассмотренного на Рисунке 5.18, при $v_L = 0$ волна теряет устойчивость, когда выполняется неравенство:

$$v_g^2 \geq K' \frac{\rho_L I_L + \rho_g I_g}{\rho_L I_L \rho_g I_g} \left[k \sigma_L + \frac{g}{k} (\rho_L - \rho_g) \right], \quad (5.57)$$

где $K' = 65h_g$ – коэффициент, учитывающий сложную геометрию проходного сечения канала, по которому волна движется в расчётном сечении V-образного участка трубы [118].

На Рисунке 5.19 приведено сопоставление расчётных и экспериментальных данных потери устойчивости волнового течения и начала пробкообразования в узком сечении V-образного участка трубы.

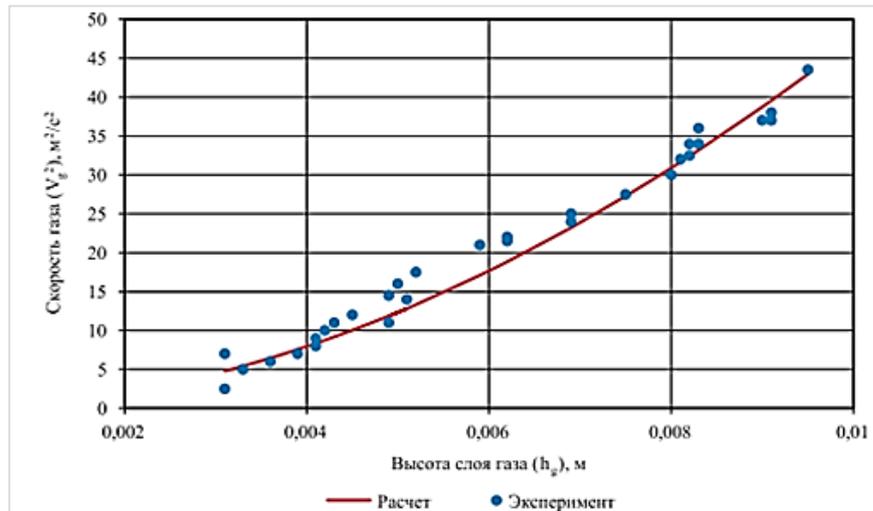


Рисунок 5.19 – Сопоставление расчётных и экспериментальных данных начала пробкообразования в узком сечении V-образного участка трубы (экспериментальные данные работы [116] для трубы диаметром 20 мм с углом наклона нисходящих и восходящих участков трубы $\beta = 3^0$)

5.5 Разработка алгоритма повышения эффективности предварительного отбора воды из системы нефтесбора

В настоящее время тенденция прогрессирующего роста обводнённости добываемой продукции наблюдается на широком ряде нефтедобывающих месторождений Западно-Сибирского региона. Так, обводнённость скважинной продукции на ряде объектов, эксплуатируемых ООО «РН-Юганскнефтегаз», находящихся в завершающей стадии разработки, достигает 50 – 90%. Высокая обводнённость продукции существенно затрудняет условия предварительной подготовки нефти на территории месторождения. Существующие технологии подготовки товарной нефти требуют перекачивания по промысловым

трубопроводам десятков тысяч м³ скважинной продукции, более чем наполовину состоящей из воды, что сопряжено с непродуктивными затратами электроэнергии и моторесурса насосных агрегатов на ДНС. В Юганском и Правдинском регионах ООО «РН-Юганскнефтегаз» проблемы по снижению затрат электроэнергии на объектах предварительной подготовки нефти решаются путём ввода в эксплуатацию путевых трубных водоотделителей. Так, например, на путевой трубный водоотделитель в районе одного из кустов скважин Правдинского месторождения поступает около 8 тыс. м³ жидкости в сутки, сброс же воды составляет почти 6,5 тыс. м³.

Другим осложняющим фактором, связанным с высокой обводнённостью добываемой продукции на этапе предварительной подготовки нефти, является рост температуры поступающей на ДНС скважинной продукции. Так, большинство ДНС Юганского, Правдинского и Приобского регионов Западной Сибири осуществляют сепарацию ПНГ при температуре 60 – 70 °С, что существенно превышает регламентные условия. Завышенная температура сепарации газа приводит к росту потерь товарной нефти из-за отбора из скважинной продукции, вместе с газом, испаряющейся широкой фракции лёгких углеводородов (ШФЛУ). Причиной прироста температуры скважинной продукции является то, что из-за прогрессирующего роста обводнённости, по промысловым трубопроводам перекачиваются объёмы жидкой фазы, существенно превышающие проектные величины. Ввод в эксплуатацию ПТВО в системе нефтесбора месторождения позволяет за счёт отбора подтоварной воды снизить скорость течения жидкости в трубопроводах, и, следовательно, интенсифицировать теплообмен транспортируемых флюидов с окружающей средой.

Таким образом, организация предварительного отбора подтоварной воды в трубопроводной системе нефтесбора нефтяного месторождения позволяет решать важные производственные задачи по снижению энергозатрат на балластную перекачку воды и по управлению температурным режимом поступающей на ДНС скважинной продукции.

Путевой трубный водоотделитель представляет собой группу наклонных цилиндрических аппаратов, состоящих (в зависимости от мощности) из двух или четырёх наклонных секций диаметром 1,4 м и длиной 40 – 60 м. Принцип разделения жидкостной смеси с разной плотностью в ПТВО основан на использовании гравитационных сил, и достаточно эффективен для случая, когда поток поступающей водонефтяной смеси имеет расслоенную структуру. В настоящее время выбор участка трубопроводной сети для предварительного отбора воды носит чисто субъективный характер и не привязан к предварительному исследованию структуры транспортируемой газоводонефтяной смеси. В зависимости от структуры жидкость-газ, поток смеси, поступающий в ПТВО, может быть как стационарным (для расслоенной структуры течения), так и нестационарным (для пробковой газожидкостной структуры). На входе в ПТВО нестационарный пробковый режим течения создаёт колебания расходов жидкости и газа, препятствуя эффективному гравитационному расслоению воды и нефти. В зависимости от величины объёмного содержания воды и нефти в жидкой фазе, при транспортировке скважинной продукции в трубопроводе могут реализовываться как дисперсные (эмульсионные), так и расслоенные жидкостные структуры течения. Если поступающая на вход в ПТВО водонефтяная смесь будет дисперсной, то для эффективного отбора воды, помимо гравитационного разделения жидкостей, потребуются реализация более сложного технологического процесса.

В настоящем разделе диссертационного исследования разработаны и на примере системы нефтесбора Мамонтовского месторождения апробированы следующие алгоритмы, позволяющие повысить эффективность предварительного отбора воды из промысловой трубопроводной сети:

- алгоритм, разработанный на основе анализа результатов гидродинамического моделирования структуры течения вода-нефть-газ, позволяющий определять участки промыслового трубопровода, на которых ПТВО будет работать с максимальной эффективностью;

– алгоритм оценки влияния предварительного отбора подтоварной воды на температурный режим сепарации ПНГ на объектах предварительной подготовки нефти с целью прогнозирования прироста объёмов товарной нефти за счёт снижения температурной летучести фракции лёгких жидких углеводородов.

Анализ условий эксплуатации Мамонтовского месторождения показал, что за последние 20 лет средний рост добычи воды увеличился на 41% (от 180 до 308,3 т/сут), при среднем падении добычи нефти ~20% (от 13,3 до 10,6 т/сут). Таким образом, общие объёмы транспортируемой скважинной продукции по трубопроводной системе нефтесбора Мамонтовского месторождения за счёт роста подтоварной воды возросли в 1,65 раза, из-за чего на отдельных участках трубопроводных систем поверхностного обустройства изменилась расчётная структура многофазного течения. Расслоенный режим течения жидкость-газ перестроился в пробковую структуру, характеризующуюся повышенными потерями давления на трение и нестационарностью расходов жидкости и газа в трубопроводе.

Как отмечено выше, принцип работы ПТВО основан на гравитационном разделении воды и нефти в транспортируемой структуре скважинной продукции, поэтому 90 %-ный отбор воды возможен лишь при наличии на входе в ПТВО предварительно подготовленной смеси в виде расслоенных режимов течения жидкость-газ и вода-нефть. На сегодняшний день в существующих трубопроводных симуляторах отсутствует функционал, позволяющий на основе математического прогнозирования структур течения трёхфазной структуры газ-вода-нефть определять в промысловой трубопроводной системе участки с расслоенной структурой трёхфазного течения, наиболее пригодные для осуществления отбора подтоварной воды.

Предложенный нами алгоритм осуществляет ступенчатое прогнозирование структуры течения скважинной продукции, вначале структуры течения жидкость-газ, затем структуры вода-нефть. Для прогнозирования устойчивости стратифицированного режима течения

жидкость-газ используется критерий Кельвина и Гельмгольца [119] в виде неравенства:

$$(u_g - u_L)^2 < \frac{[\mu_L \coth(kh_L) + \mu_g \coth(kh_g)]}{\rho_L \mu_g^2 \coth(kh_L) \coth^2(kh_g) + \rho_g \mu_L^2 \coth(kh_g) \coth^2(kh_L)} \times \\ \times \frac{1}{k} [(\rho_L - \rho_g)g + \sigma_L k^2] \quad (5.58)$$

где σ_L – коэффициент поверхностного натяжения жидкости; k – волновое число;

μ_L, μ_g – динамические вязкости жидкости и газа, соответственно;

h_L, h_g – высота слоя жидкости и газа в трубопроводе, соответственно;

ρ_L, ρ_g – плотности жидкости и газа, соответственно;

действительные значения скорости нефти, воды и газа определяются как

$$u_L = \frac{Q_o + Q_w}{A_o + A_w}; \quad u_g = \frac{Q_g}{A_g},$$

где Q_o, Q_w, Q_g – объёмные расходы нефти, воды и газа, соответственно;

A_o, A_w, A_g – площади поперечного сечения трубопровода, заполненные нефтью, водой и газом, соответственно.

В случае невыполнения неравенства (5.58) в трубопроводе, вместо стратифицированного, реализуется пробковый режим течения.

Для решения неравенства (5.58) требуется определение следующих параметров: площадей A_w, A_o, A_g , толщины жидкостного слоя в трубопроводе h_L , а также толщины слоя воды h_w . Для их расчёта воспользуемся расчётной схемой трёхфазного потока, предложенной в работах [120-122], и показанной на Рисунке 5.20.

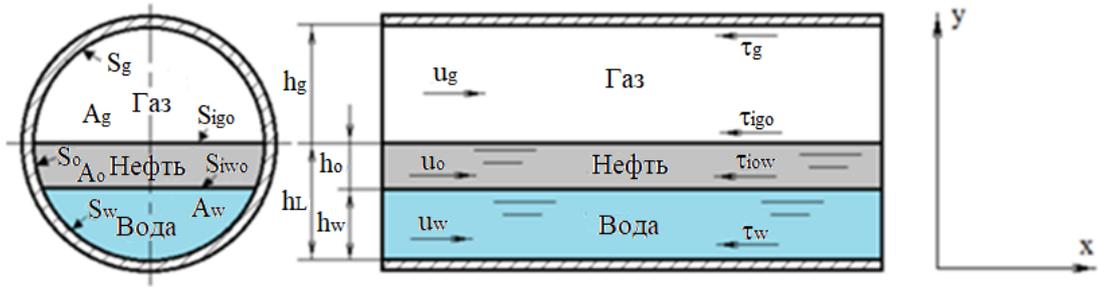


Рисунок 5.20 – Расчётная схема трёхфазной модели течения для расслоенного газоводонефтяного потока

Уравнения сохранения количества движения для каждого из трёх слоёв (Рисунок 5.20) имеют вид:

$$-A_w \frac{dP}{dx} - \tau_w S_w + \tau_{iwo} S_{iwo} - \rho_w A_w g \sin \beta = 0; \quad (5.59)$$

$$-A_o \frac{dP}{dx} - \tau_o S_o - \tau_{iwo} S_{iwo} + \tau_{igo} S_{igo} - \rho_o A_o g \sin \beta = 0; \quad (5.60)$$

$$-A_g \frac{dP}{dx} - \tau_g S_g - \tau_{igw} S_{igw} - \rho_g A_g g \sin \beta = 0, \quad (5.61)$$

где $A_g = \frac{D^2}{4} \left[\arccos(2\bar{h}_L - 1) + (2\bar{h}_L - 1) \sqrt{1 - (2\bar{h}_L - 1)^2} \right]$ – площадь поперечного сечения трубы, заполненная газом;

$A_w = \frac{D^2}{4} \left[\pi - \arccos(2\bar{h}_w - 1) + (2\bar{h}_w - 1) \sqrt{1 - (2\bar{h}_w - 1)^2} \right]$ – площадь поперечного сечения трубы, заполненная водой;

$A_o = \frac{\pi D^2}{4} - A_g - A_w$ – площадь поперечного сечения трубы, заполненная нефтью;

$S_g = D \arccos(2\bar{h}_L - 1)$ – длина участка окружности по границе газ-стенка;

$S_o = D \arccos(2\bar{h}_w - 1) - S_g$ – длина участка по границе нефть-стенка;

$S_w = \pi D - S_g - S_o$ – длина участка по границе вода-стенка;

$S_{igo} = \sqrt{1 - (2\bar{h}_L - 1)^2}$ – длина границы газ-нефть;

$S_{iow} = \sqrt{1 - (2\bar{h}_w - 1)^2}$ – длина периметра вода-нефть;

$\bar{h}_L = h_L / D$ – относительная толщина слоя жидкости;

τ_o, τ_w, τ_g – касательные напряжения на границах нефть-стенка канала, вода-стенка и газ-стенка, соответственно;

τ_{iwo}, τ_{igo} – касательные напряжения на границах контакта вода-нефть и газ-нефть, соответственно;

P – давление;

ρ_o, ρ_w – плотности нефти и воды, соответственно;

β – угол наклона трубы.

Преобразуя алгебраические уравнения (5.59) – (5.61), получим уравнение для расчёта толщины жидкой фазы h_L :

$$\frac{\tau_L S_L}{A_L} + \frac{\tau_g S_g}{A_g} + \tau_{igo} S_{igo} \left(\frac{1}{A_L} + \frac{1}{A_g} \right) - (\rho_L - \rho_g) g \sin \beta = 0, \quad (5.62)$$

а затем и уровня воды в трубе h_w :

$$\frac{\tau_w S_w}{A_w} + \frac{\tau_o S_o}{A_o} - \frac{\tau_{igo} S_{igo}}{A_o} + \tau_{iwo} S_{iwo} \left(\frac{1}{A_w} + \frac{1}{A_o} \right) - (\rho_w - \rho_o) g \sin \beta = 0. \quad (5.63)$$

Экспериментальные исследования водонефтяных структур течения в горизонтальных трубопроводах показали, что при различных объёмных расходах воды и нефти возможны как расслоенные, так и дисперсные структуры течения [123]. На Рисунке 5.20 приведена стратифицированная структура течения фазы нефть-вода при расслоенном газожидкостном потоке [50].

Для прогнозирования стратифицированной структуры течения вода-нефть воспользуемся критерием, основанным на анализе устойчивости межфазной границы по Кельвину и Гельмгольцу с учётом вязкости жидкостей (ВКГ) и волновой неустойчивости в виде:

$$(C_v - C_{iv})^2 + \frac{1}{\rho} \left\{ \frac{\rho_w u_w^2}{R_w} + \frac{\rho_o u_o^2}{R_o} - \frac{A}{S_i} [(\rho_w - \rho_o)g - \rho_f (u_w - u_o)^2 C_s S_{iow} \left(\frac{1}{A_w} + \frac{1}{A_o} \right)] \right\} - \frac{1}{\rho^2} \left[\frac{\rho_w u_w}{R_w} + \frac{\rho_o u_o}{R_o} \right]^2 < 0, \quad (5.64)$$

где $C_s = 15,895V_{so} + 0,4211$ – эмпирический коэффициент, характеризующий нестабильность волнового течения;

$V_{so} = u_o R_o$ – приведённая скорость нефти;

ρ_f – плотности на границе раздела фаз;

R_w, R_o – истинные объёмные содержания воды и нефти, соответственно;

u_w, u_o – действительные скорости воды и нефти, соответственно;

A – площадь поперечного сечения трубы;

$$\rho = \frac{\rho_w}{R_w} + \frac{\rho_o}{R_o};$$

C_v – выражение для фазовой скорости при возникновении неустойчивости волнового течения;

$$C_{iv} = \frac{\rho_w u_w R_o + \rho_o u_o R_w}{\rho_w R_o + \rho_o R_w}.$$

В случае невыполнения неравенства (5.64) в трубопроводе, вместо стратифицированного режима течения вода-нефть, реализуется дисперсный режим.

Прирост объёмов товарной нефти возможен за счёт снижения температуры скважинной продукции, поступающей для сепарации ПНГ на объекты предварительной подготовки нефти. Известно большое количество способов снижения температуры жидкости перед проведением сепарации газа на ДНС. В нашей работе в качестве инструмента управления температурным режимом транспортируемых флюидов по системе нефтесбора, а, следовательно, и процессом сепарации ПНГ на объектах предварительной подготовки нефти, рассмотрен процесс изменения скорости течения флюида в промысловых трубопроводах за счёт предварительного отбора воды на ПТВО.

Для прогнозирования объёма ПНГ, выделившегося при сепарации скважинной продукции, используется метод расчёта термодинамического баланса между жидким (L) и газообразным (V) состояниями нефти.

Расчёту фазовых превращений при сепарации ПНГ на ДНС предшествует математическое моделирование компонентного состава нефти, который условно разбивается на фракции, в состав которых входят как чистые вещества (углеводородные газы), так и группы углеводородов (псевдокомпоненты), содержащие алканы, циклоалканы, ароматические соединения, гетерокомпонентные соединения с одинаковым количеством атомов углерода. Моделирование компонентного состава нефти осуществляется с помощью трёхпараметрического гамма-распределения, предложенного Whitson [124]

$$P(M) = \frac{(M - \eta)^{\alpha-1} \exp(-(M - \eta) / \beta)}{\beta^\alpha \Gamma(\alpha)}, \quad (5.65)$$

где M – молекулярная масса компонентов нефти;

$$\beta = \frac{M_{n+} - \eta}{\alpha} \quad \text{– параметр распределения;}$$

α – параметр кривизны распределения;

$$\eta = 14N - 6;$$

$\Gamma(\alpha)$ – гамма-функция.

Искомая мольная доля псевдокомпонента нефти z_i для заданной молярной массы в границах $[M_{i-1}, M_i]$ определяется интегралом $P(M)$ от M_{i-1} до M_i

$$z_i = z_{C7+} \int_{M_{i-1}}^{M_i} P(M) dM = z_{C7+} [P(M \leq M_i) - P(M \leq M_{i-1})]. \quad (5.66)$$

Согласно данным результатов исследований, представленным в работах [125,126], связанных с адаптацией трёхпараметрического гамма-распределения по данным хроматографического анализа нефти, для моделирования компонентного состава нефти Мамонтовского месторождения в уравнения (5.65) и (5.66) необходимо подставить следующие значения

параметров $\alpha = 1,6$; $\eta = 83$; $M_{c7+} = 160$; $z_{c7+} = 0,292$. Расчёт фазовых превращений многокомпонентной углеводородной системы основан на использовании уравнений состояния (в данном случае уравнения Пенга-Робинсона) и требует кроме знания зависимости мольных долей псевдокомпонент z_i от их молярной массы M_i задания их критических температур T_{ci} , критических давлений P_{ci} и ацентрических факторов ω_i . Для чистых веществ значения T_{ci} , P_{ci} , ω_i известны и приведены в справочной литературе. Для псевдокомпонент с неизвестным компонентным составом прогнозирование T_{ci} , P_{ci} , ω_i осуществляется по эмпирическим корреляциям [127], которые являются функцией фактора ароматичности Y_a [128]. Для устранения расхождений расчётных и лабораторных PVT -параметров (в данном случае замеренного давления насыщения нефти газом P_b) рассматриваемой системы углеводородов требуется решение обратной задачи, заключающееся в подборе количества ароматических углеводородов, входящих в состав каждой псевдокомпоненты, путём изменения величины настроечного параметра Y_a . Адаптация параметров псевдокомпонент по замеренному давлению насыщения нефти газом P_b показала, что для нефти Мамонтовского месторождения фактор ароматичности должен быть равным $Y_a = 0,48$.

Для прогнозирования температуры потока будем считать температуры слоёв воды, нефти и газа в расслоенном течении, T_w , T_o и T_g равными между собой.

Градиент температуры слоя воды в направлении течения имеет вид

$$\frac{\partial T_w}{\partial x} = -\frac{q_w S_w + q_i S_{iwo}}{V_w A_w \rho_w c_{Pw}}, \quad (5.67)$$

где T_w – температура для слоя воды в контрольном объёме;

q_w и q_i – тепловые потоки от слоя воды в окружающую среду за трубопроводом и в слой нефти к слою воды через поверхность раздела фаз.

Градиент температуры слоя нефти в направлении течения имеет вид

$$\frac{\partial T_o}{\partial x} = - \frac{q_o S_o + q_i S_{iwo} + q_j S_{igo}}{v_o A_o \rho_o c_{Po}}, \quad (5.68)$$

где T_o – температура для слоя нефти в контрольном объёме;

q_o и q_j – тепловой поток от слоя нефти в окружающую среду за трубопроводом и в слой нефти к газу через поверхность раздела фаз.

Градиент температуры газового слоя в направлении течения имеет вид

$$\frac{\partial T_g}{\partial x} = - \frac{q_g S_g + q_j S_{igo}}{v_g A_g \rho_g c_{Pg}}, \quad (5.69)$$

где $q_w = U_w (T_w - T_o)$, $q_o = U_o (T_o - T_o)$, $q_g = U_g (T_g - T_o)$, $q_i = h_i (T_w - T_o)$, $q_j = h_j (T_o - T_g)$ – тепловые потоки от слоёв жидкости в окружающую среду, от газового слоя в окружающую среду за трубопроводом, между слоями воды и нефти, между слоями нефти и газа, соответственно;

U_w – локальный суммарный коэффициент теплопередачи между слоем воды и окружающей средой за трубопроводом;

U_o – локальный суммарный коэффициент теплопередачи между слоем нефти и окружающей средой за трубопроводом;

U_g – локальный суммарный коэффициент теплопередачи между слоем газа и окружающей средой за трубопроводом;

T_o – температура окружающей среды;

h_i, h_j – конвективные коэффициенты теплоотдачи между слоями вода-нефть и нефть-газ.

Температурный градиент трёхфазного течения по длине трубопровода имеет вид

$$\frac{\partial T}{\partial x} = - \frac{U_w S_w (T_w - T_o) + U_o S_o (T_o - T_o) + U_g S_g (T_g - T_o)}{A(\rho_w c_{Pw} V_{Sw} + \rho_o c_{Po} V_{So} + \rho_g c_{Pg} V_{Sg})}, \quad (5.70)$$

где локальные коэффициенты теплопередачи определяются как

$$U_w = \left(\frac{1}{\alpha_w} + \sum_{i=1}^n \frac{D_1}{2\lambda_i} \ln \frac{D_{2i}}{D_{1i}} + \frac{D_1}{2\lambda_{ep}} \ln \frac{4h_{эке}}{D_{2i}} \right)^{-1};$$

$$U_o = \left(\frac{1}{\alpha_o} + \sum_{i=1}^n \frac{D_1}{2\lambda_i} \ln \frac{D_{2i}}{D_{1i}} + \frac{D_1}{2\lambda_{2p}} \ln \frac{4h_{\text{экв}}}{D_{2i}} \right)^{-1};$$

$$U_g = \left(\frac{1}{\alpha_g} + \sum_{i=1}^n \frac{D_1}{2\lambda_i} \ln \frac{D_{2i}}{D_{1i}} + \frac{D_1}{2\lambda_{2p}} \ln \frac{4h_{\text{экв}}}{D_{2i}} \right)^{-1},$$

где $\alpha_w = \frac{Nu_w \lambda_w}{d_w}$, $\alpha_o = \frac{Nu_o \lambda_o}{d_o}$, $\alpha_g = \frac{Nu_g \lambda_g}{d_g}$ – коэффициенты конвективной теплоотдачи для воды, нефти и газа, соответственно;

$\lambda_w, \lambda_o, \lambda_g$ – удельные теплопроводности для слоёв жидкости и газа, соответственно;

d_w, d_o, d_g – гидравлические диаметры для слоёв жидкости и слоя газа, соответственно;

$$N_{U_w} = \frac{\left(\frac{f_w}{2}\right) \text{Re}_w \text{Pr}_w}{1.07 + 12.7 \sqrt{\frac{f_w}{2}} \left(\text{Pr}_w^{\frac{2}{3}} - 1\right)}, \quad N_{U_o} = \frac{\left(\frac{f_o}{2}\right) \text{Re}_o \text{Pr}_o}{1.07 + 12.7 \sqrt{\frac{f_o}{2}} \left(\text{Pr}_o^{\frac{2}{3}} - 1\right)}, \quad N_{U_g} = 0.023 \text{Re}_g^{0.8} \text{Pr}_g^{0.3}$$

– числа Нуссельта для $\text{Re}_w > 2000$, $\text{Re}_o > 2000$, $\text{Re}_g > 2000$, соответственно;

$$N_{U_w} = 3.657 + \frac{7.541 - 3.657}{0.5} (0.5 - \delta_w),$$

$N_{U_o} = 3.657 + \frac{7.541 - 3.657}{0.5} (0.5 - \delta_o)$, $N_{U_g} = 3.657$ – числа Нуссельта для $\text{Re}_w < 2000$, $\text{Re}_o < 2000$, $\text{Re}_g < 2000$, соответственно;

δ_w, δ_o – безразмерные толщины слоёв воды и нефти, соответственно;

$$\text{Re}_w = \frac{\rho_w v_w d_w}{\mu_w}, \quad \text{Re}_o = \frac{\rho_o v_o d_o}{\mu_o}, \quad \text{Re}_g = \frac{\rho_g v_g d_g}{\mu_g} \text{ – числа Рейнольдса для}$$

воды, нефти и газа, соответственно;

$$\text{Pr}_w = \frac{c_{Pw}\mu_w}{\lambda_w}, \quad \text{Pr}_o = \frac{c_{Po}\mu_o}{\lambda_o}, \quad \text{Pr}_g = \frac{c_{Pg}\mu_g}{\lambda_g} - \text{числа Прандтля для воды,}$$

нефти и газа, соответственно;

f_w, f_o, f_g – коэффициенты гидравлического трения для воды, нефти и газа о стенки трубопровода, соответственно;

$$h_{\text{экв}} = h + \frac{\lambda_{zp}}{\alpha_n} - \text{эквивалентная глубина заложения трубы};$$

h – глубина залегания трубопровода от поверхности земли до его оси;

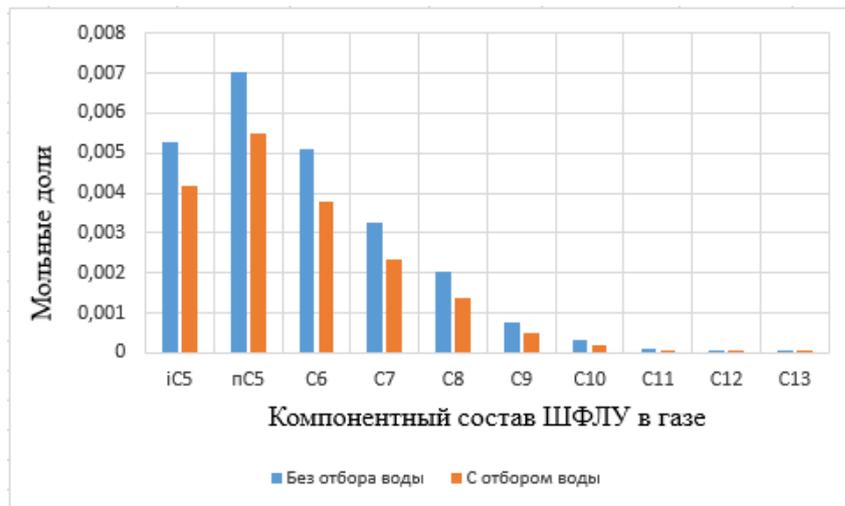
$$\alpha_n = 0,93\sqrt{U_{\text{вцз}}^{6,2}} - \text{коэффициент теплоотдачи от поверхности земли}$$

к воздуху [129];

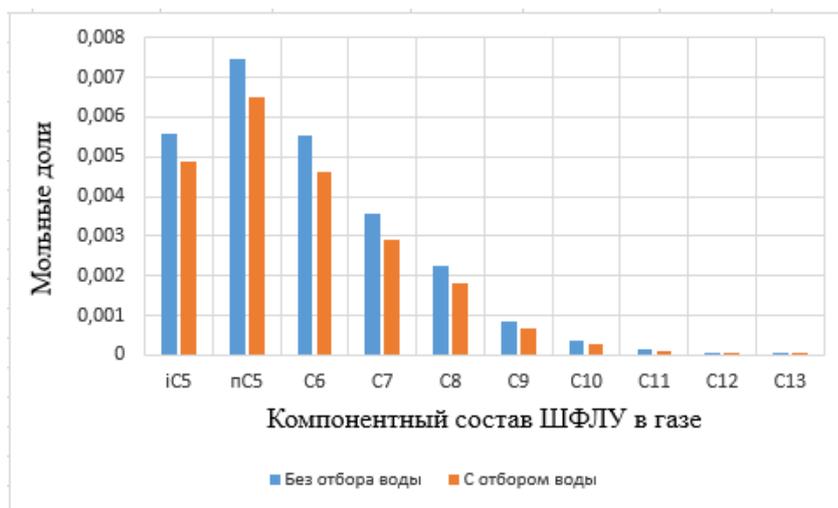
$U_{\text{вцз}}$ – средняя скорость ветра;

λ_{zp} – удельная теплопроводность грунта.

На Рисунке 5.21 приведены результаты расчёта компонентного состава жидких углеводородов в газовой фазе скважинной продукции на входе в ДНС с учётом и без учёта предварительного сброса воды в системе нефтесбора.



а)



б)

Рисунок 5.21 – Компонентный состав газовой фазы скважинной продукции на входе в ДНС без учёта и с учётом предварительного сброса воды в системе нефтесбора: а) в зимний период времени при температуре воздуха $T_{\text{вн}} = -20^{\circ}\text{C}$; б) в летний период времени при температуре воздуха $T_{\text{вн}} = 20^{\circ}\text{C}$

Результаты расчетов показали:

– в зимний период, при температуре воздуха $T_{\text{вн}} = -20^{\circ}\text{C}$, отбор пластовой воды (в размере $115,8 \text{ м}^3/\text{ч}$) из системы нефтесбора позволяет снизить температуру скважинной продукции перед ДНС с $T_{\text{ДНС}} = 66,1^{\circ}\text{C}$ до $T_{\text{ДНС}} = 56,7^{\circ}\text{C}$, и обеспечить прирост товарной нефти за счёт перехода ШФЛУ из газообразной в жидкую фазу равный $\Delta Q_o = 1,1 \text{ т/сут}$;

– в летний период, при температуре воздуха $T_{\text{вн}} = 20^{\circ}\text{C}$ отбор пластовой воды (в размере $115,8 \text{ м}^3/\text{ч}$) из системы нефтесбора позволяет снизить температуру скважинной продукции перед ДНС с $T_{\text{ДНС}} = 68,8^{\circ}\text{C}$ до $T_{\text{ДНС}} = 62,9^{\circ}\text{C}$, и обеспечить прирост товарной нефти за счёт перехода ШФЛУ из газообразной в жидкую фазу равный $\Delta Q_o = 0,7 \text{ т/сут}$.

В качестве объекта для апробации разработанных алгоритмов прогнозирования структуры трёхфазного течения вода-нефть-газ использовалась промысловая трубопроводная система одного из нефтяных месторождений Западно-Сибирского региона. На Рисунке 5.22 приведена принципиальная схема системы нефтесбора транспортировки скважинной продукции для предварительной подготовки нефти на одной из ДНС

Мамонтовского месторождения. Трубопроводная сеть нефтесбора условно разбита на 27 линейных трубопроводных участков, имеющих определённую длину и диаметр внутреннего сечения. В Таблице 5.1 приведены исходные данные на выходе из каждого куста скважин (Рисунок 5.22), необходимые для моделирования структур течения на участках трубопроводной системы нефтесбора: температуры, давления, расхода воды, нефти, газа, обводнённость добываемой продукции и её газовый фактор.

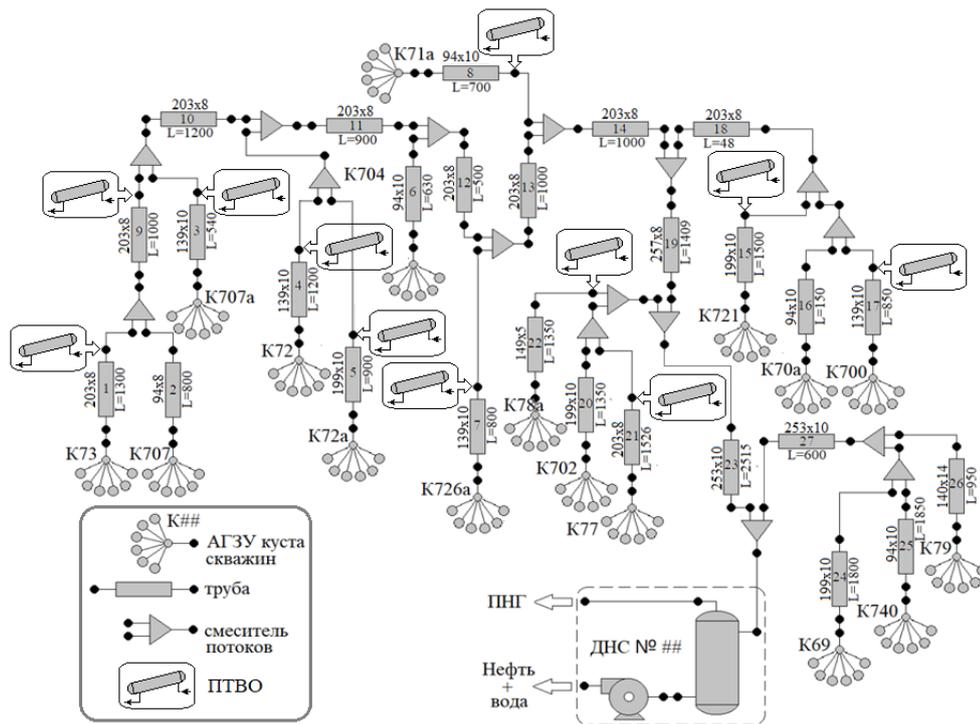


Рисунок 5.22 – Принципиальная схема трубопроводной системы нефтесбора одного из месторождений Западной Сибири

Таблица 5.1 – Исходные данные для моделирования структур течения в трубопроводной системе нефтесбора, показанной на Рисунке 5.22

Номер куста	Температура на входе, оС	Давление на входе, атм	Расход нефти, м ³ /сут	Расход воды, м ³ /сут	Расход газа, кг/сут	Обводненность	Газовый фактор	Диаметр трубы, м	Длина трубы, м
K73	75	31	77,8	539,2	3584,9	0,87	44,43	0,203	1300
K707	65	31	56,9	194,1	2621,8	0,77	44,43	0,094	800
K707a	75	30	60,4	227,6	2782,3	0,79	44,43	0,139	540
K72	73	28	34,8	271,2	1605,2	0,89	44,43	0,139	1200
K72a	76	28	32,5	463,5	1498,1	0,93	44,43	0,199	900
K704	64	27	38,3	198,7	1765,7	0,84	44,43	0,094	630
K726a	75	27	37,2	270,8	1712,2	0,88	44,43	0,139	800
K71a	71	27	13,9	93,1	642,1	0,87	44,43	0,094	700
K721	73	29	54,6	450,4	2514,7	0,89	44,43	0,199	1500
K70a	65	30	90,6	1628,4	2940,4	0,95	31,30	0,094	150
K700	74	25	46,5	93,5	2140,2	0,67	44,43	0,139	850
K702	71	27	28,7	722,3	3531,3	0,96	118,86	0,199	1350
K77	75	23	30,2	250,8	980,1	0,89	31,31	0,203	1526
K78a	71	17	30,2	179,8	1391,1	0,86	44,43	0,149	1350
K69	55	10	55,6	224,5	2734,9	0,80	47,48	0,199	1800
K740	74	9	48,8	362,2	2251,3	0,88	44,51	0,094	1850
K79	73	8	22,1	194,9	739,3	0,90	32,31	0,14	950
ДНС №##	69	8	759,0	6365,1	35435,6	0,89	44,3		

Расчётный анализ структуры течения газоводонефтяной смеси в промышленном трубопроводе показал, что на участках трубопровода 1,3 – 5,7 – 9, 15, 17, 22 и 23 реализуются расслоенные режимы течения жидкость-газ и вода-нефть (Таблица 5.2).

Таблица 5.2 – Результаты прогнозирования режимов течения фаз жидкость-газ и вода-нефть и снижения температуры флюидов в промышленном трубопроводе за счёт предварительного сброса воды

Номер трубы	Прогнозный режим течения жидкость-газ	Прогнозный режим течения вода-нефть	Планируемые мероприятия	Расчетный сброс воды (ΔQ_w), м ³ /ч	Снижение температуры $\Delta T_{\text{выск}}$, °C при $T_{\text{гн}}=20^\circ\text{C}$	Снижение температуры $\Delta T_{\text{выск}}$, °C при $T_{\text{гн}}=-20^\circ\text{C}$
1	Стратифицированный	Стратифицированный	Установка ПТВО	20,219	10,18	17,52
2	Пробковый	Стратифицированный	Без изменения	0,000	0,00	0,00
3	Стратифицированный	Стратифицированный	Установка ПТВО	8,535	5,36	9,03
4	Стратифицированный	Стратифицированный	Установка ПТВО	10,168	12,24	21,76
5	Стратифицированный	Стратифицированный	Установка ПТВО	17,381	9,25	15,95
6	Пробковый	Стратифицированный	Без изменения	0,000	0,00	0,00
7	Стратифицированный	Стратифицированный	Установка ПТВО	10,156	9,41	15,51
8	Стратифицированный	Стратифицированный	Установка ПТВО	3,490	13,93	25,16
9	Стратифицированный	Стратифицированный	Установка ПТВО	9,300	15,13	24,15
10	Пробковый	Стратифицированный	Без изменения	0,000	16,67	28,28
11	Пробковый	Стратифицированный	Без изменения	0,000	16,26	28,03
12	Пробковый	Стратифицированный	Без изменения	0,000	11,30	17,32
13	Пробковый	Стратифицированный	Без изменения	0,000	12,89	20,30
14	Пробковый	Стратифицированный	Без изменения	0,000	14,36	23,09
15	Стратифицированный	Стратифицированный	Установка ПТВО	16,890	12,19	21,24
16	Пробковый	Дисперсный нефть в воде	Без изменения	0,000	0,00	0,00
17	Стратифицированный	Стратифицированный	Установка ПТВО	3,508	9,12	16,01
18	Пробковый	Стратифицированный	Без изменения	0,000	9,52	16,16
19	Пробковый	Дисперсный нефть в воде и вода	Без изменения	0,000	10,42	17,22
20	Стратифицированный	Дисперсный нефть в воде и вода	Без изменения	0,000	0,00	0,00
21	Стратифицированный	Стратифицированный	Установка ПТВО	9,405	20,25	35,43
22	Стратифицированный	Стратифицированный	Установка ПТВО	6,743	16,02	29,29
23	Пробковый	Дисперсный нефть в воде и вода	Без изменения	0,000	7,78	12,72
24	Стратифицированный	Дисперсный нефть в воде и вода	Без изменения	0,000	0,00	0,00
25	Пробковый	Стратифицированный	Без изменения	0,000	0,00	0,00
26	Стратифицированный	Дисперсный нефть в воде и вода	Без изменения	0,000	0,00	0,00
27	Пробковый	Дисперсный нефть в воде и вода	Без изменения	0,000	0,00	0,00
Параметры на входе в ДНС	Температура, °C при $T_{\text{гн}}=20^\circ\text{C}$	Температура, °C при $T_{\text{гн}}=-20^\circ\text{C}$	Давление, атм	Расчетный сброс воды перед ДНС, м ³ /сут	Снижение температуры ,°C при $T_{\text{гн}}=-20^\circ\text{C}$	Снижение температуры ,°C при $T_{\text{гн}}=20^\circ\text{C}$
ДНС №##	62,960	56,670	7,580	2779,101	9,46	5,82

Установка на этих участках трубопровода ПТВО обеспечит гарантированный 90% отбор воды из скважинной продукции. Результаты расчётов [130] показали возможный эффект от предварительного отбора подтоварной воды на выбранных участках трубопровода одной из промысловых систем Мамонтовского месторождения. Применение ПТВО на рекомендуемых участках трубопроводной системе позволит снизить расход поступающей из трубопроводной системы нефтесбора на ДНС подтоварной воды на 2779,1 м³/сут, снизить температуру скважинной продукции на входе в

ДНС в летний период (при температуре окружающей среды 20°C) на 5,82 °C и в зимний период времени (при – 20°C) на 9,46 °C (Рисунок 5.23).

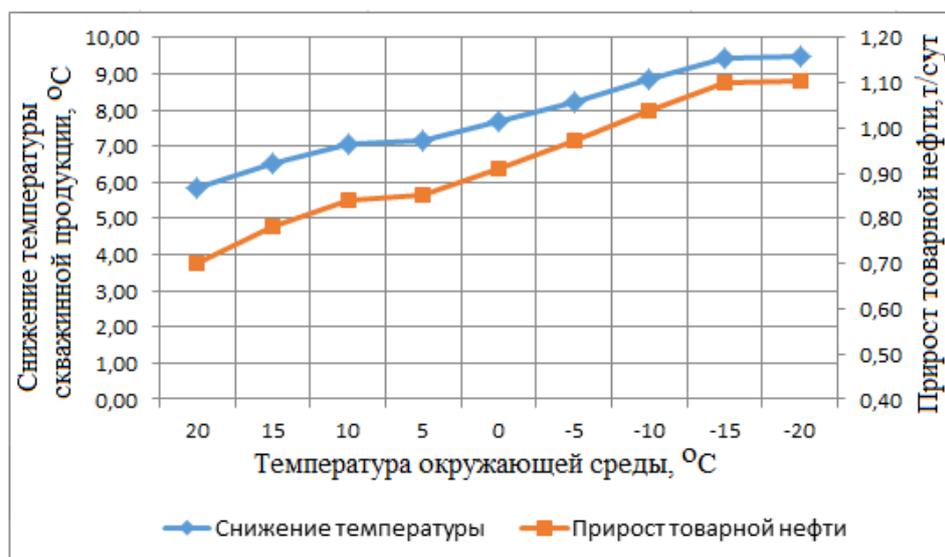


Рисунок 5.23 – Зависимость снижения температуры скважинной продукции и прироста товарной нефти на ДНС в зависимости от температуры окружающей среды

Снижение температуры процесса сепарации ПНГ на анализируемом ДНС позволит обеспечить прирост товарной нефти за счёт перехода ШФЛУ из газообразной в жидкую фазу в летний период на 0,7 т/сут, в зимний период времени на 1,1 т/сут.

Выводы по главе 5

1 Разработан метод расчёта горизонтальных газожидкостных течений с малым объёмным содержанием жидкой фазы в газовых трубопроводах нефтепромысла, отличающийся от известных модификацией корреляций для расчёта коэффициента объёмного содержания капель жидкости в газовом потоке и коэффициента гидравлического трения на границе раздела фаз по экспериментальным замерам. Разработанный метод может быть использован при проектировании и оптимизации работы газовой системы промысла при транспортировке ПНГ с ДНС на ГПЗ, так как позволяет оценить влияние

конденсируемых лёгких углеводородов в газопроводе на гидравлические потери давления. Проведена апробация разработанной методики и сопоставление результатов расчёта градиентов давления и коэффициентов объёмного содержания жидкости в потоке с экспериментальными замерами для стратифицировано-волнового газожидкостного режима течения. Сопоставление расчётных и экспериментальных данных показало, что их расхождение не превышает погрешность, допустимую для проведения инженерных расчётов.

2 Разработана газожидкостная модель развивающегося пробкового режима течения для расчёта параметров газожидкостного потока в трубопроводной системе, имеющей V-образную конфигурацию, отличающаяся от известных учётом влияния краевых условий в области изгиба V-образной трубы на процесс рассеивания и генерирования жидкостных пробок. Верификация разработанной модели развивающегося пробкового режима течения осуществлялась путём сопоставления расчётных и экспериментальных данных частоты жидкостных пробок на нисходящих и восходящих участках V-образной трубы.

3 Разработана методика прогнозирования изменения структуры газожидкостного течения на рельефном участке трубопровода, отличающаяся от известных способностью рассчитать степень деградации жидкостных пробок на нисходящем участке трубопровода вблизи границы перехода от стратифицировано-волнового режима течения к пробковому. Согласно результатам проведённых расчётов, для режимов 2 и 4 (Рисунок 5.12), частота жидкостных пробок на нисходящем участке трубопровода снизилась в 2 раза. Длина жидкостной плёнки в зоне изгиба трубопровода возросла почти в 3 раза. Объёмное содержание жидкости в жидкостной плёнке на нисходящем участке трубопровода возросло примерно в 1,2 раза. Разработанная методика может быть использована для количественной оценки деградации параметров пробкового режима течения на V-образном участке трубопровода.

4 Получен критерий прогнозирования начала процесса пробкообразования на восходящем участке рельефного трубопровода, основанный на определении критической скорости газа, при которой граница жидкость-газ застойной жидкостной зоны теряет устойчивость, образуя жидкостную пробку, увлекаемую потоком газа вверх по течению. Сопоставление расчётных и экспериментальных данных начала процесса пробкообразования на рельефном участке трубопровода показало расхождение, допустимое для проведения инженерных расчётов.

5 Разработан, и на примере типовой трубопроводной системы нефтесбора Мамонтовского месторождения, апробирован алгоритм гидродинамического моделирования структуры течения вода-нефть-газ. Анализ влияния прогрессирующего роста обводнённости скважинной продукции на эффективность транспортировки многофазного течения в промысловой трубопроводной системе показал, что при длине трубопроводов 12,6 км (при 28,4 км общей протяжённости системы) реализуется нерасчётная (пробковая) структура газожидкостного течения, характеризующаяся высокими гидравлическими потерями давления на трение о стенки трубопровода. Установка ПТВО позволит разгрузить промысловую трубопроводную систему от избытка подтоварной воды и уменьшить не только затраты электроэнергии и увеличить моторесурс насосных агрегатов на ДНС, но и снизить значения устьевого давления на ряде скважин месторождения. Разработан алгоритм оценки влияния предварительного отбора подтоварной воды на температурный режим сепарации ПНГ на объектах предварительной подготовки нефти, позволяющий путём решения уравнения термодинамического баланса жидкость-газ оценить влияние снижения температуры скважинной продукции на прирост объёмов товарной нефти за счёт увеличения жидкой фазы ШФЛУ.

6 РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПОМОЩЬЮ ИНТЕГРИРОВАННОЙ НЕСТАЦИОНАРНОЙ МОДЕЛИ «ПЛАСТ-СКВАЖИНА-УСТАНОВКА ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА»

Одной из функций разрабатываемой ИС «Мехфонд» является управление механизированным фондом скважин. Функция предназначена для оценки эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин на основе оперативного мониторинга их эксплуатации. В её рамках был разработан программный модуль «Анализ периодического режима ЭЦН» для расчёта периодического режима откачки-накопления скважинной продукции.

При длительной эксплуатации механизированной скважины, как правило, наступает ситуация, при которой происходит снижение притока флюида из пласта. В этом случае погружной УЭЦН начинает работать в неоптимальном режиме, сопровождающемся снижением КПД, ростом рисков срыва подачи, а также снижением эффективности охлаждения ПЭД, и, как следствие, отказом насоса. Для устранения данных проблем скважину переводят в периодический режим эксплуатации. Представленный в этом разделе диссертации алгоритм позволяет осуществить автоматический расчёт параметров периодического режима работы (время откачки/накопления) для группы скважин с привлечением функционала, реализованного в модуле «Анализ периодического режима ЭЦН» [131,132].

Алгоритм оптимизации эксплуатации скважины работает следующим образом: на первом этапе, с использованием интегрированной модели пласт-скважина-УЭЦН, осуществляется моделирование фактического режима работы УЭЦН и прогнозного периодического, а затем, на втором этапе, по заданным критериям (прироста дебита жидкости или сокращения

энергозатрат) определяется лучший из расчётных вариантов, предлагаются рекомендации по корректировке режима работы скважины.

В данном разделе диссертации приведены полученные автором результаты исследования нестационарных математических моделей притока добываемой жидкости из пласта, многофазного потока в трубных элементах скважины и УЭЦН. На основе перечисленных моделей сформирована интегрированная математическая модель системы пласт-скважина-УЭЦН [133,134], позволяющая оценить возможные риски при выводе скважин на режим и оптимизировать работу малодобитного фонда скважин в периодическом режиме эксплуатации [131].

6.1 Разработка нестационарной модели притока жидкости из пласта

Постановка задачи

Существующие модели притока жидкости из пласта описывают процесс изменения параметров с дискретностью более суток. Для таких процессов как вывод скважин на режим и периодический режим эксплуатации необходимая дискретность изменения параметров составляет от нескольких секунд до нескольких часов. Для этого необходима нестационарная математическая модель притока из пласта.

Основные положения математической модели:

1 Задача нестационарной однофазной фильтрации жидкости в пласте решается методом источников [135]: задача не стационарна по давлению и двумерна по пространству, флюид однофазный, пласт изотропен, все разрезы (трещины, горизонтальные стволы) и границы (контур питания) заменяются на эквивалентные системы точечных источников.

2 Задача фильтрации жидкости в трещине ГРП рассматривается как фильтрация Дарси на геометрическом графе: рассматривается стационарное течение в трещине по закону Дарси; течение в ГС считается без потерь

давления; все линейные элементы разбиваются на сегменты, образуя в совокупности геометрический граф, и вводятся уравнения Кирхгофа на графе.

3 Обе задачи – фильтрация в пласте и течение в трещине «сшиваются» по давлению и дебиту жидкости и решаются совместно. Принцип решения задачи нестационарной фильтрации жидкости в пласте – переход от границ и разрезов к системе точечных источников, приведён на Рисунке 6.1.

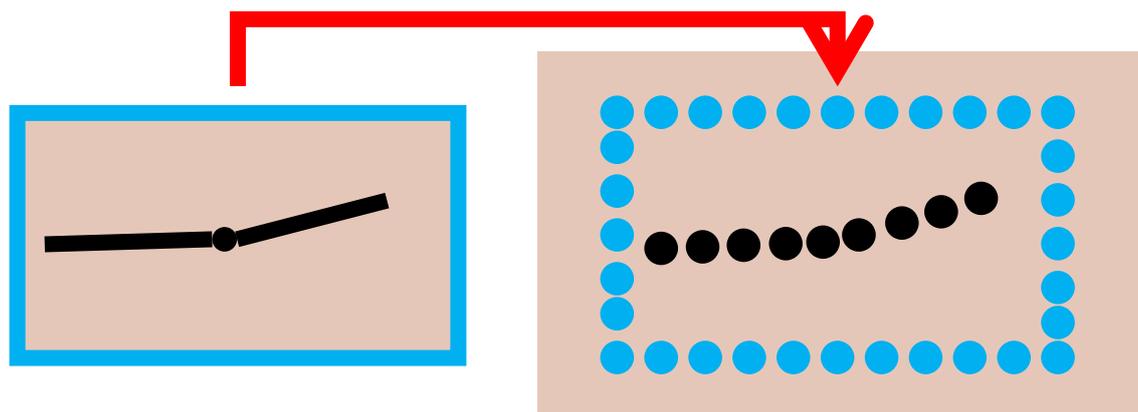


Рисунок 6.1 – Переход от границ и разрезов к системе точечных источников

Таким образом, исходная задача характеризуется тем, что задаются условия на границах и разрезах, при этом задача решается в ограниченной области и характеризуется тем, что задаются параметры точечных источников, задача решается в неограниченной области и в аналитическом виде.

Расчёт изменения давления в каждой точке пласта во времени

Бесконечный по протяжённости пласт толщиной h , пористостью m , проницаемостью K , вскрывается вертикальной скважиной с радиусом r_c . Начальное пластовое давление P_0 , забойное давление P_c , вязкость жидкости μ , сжимаемость пористой среды, вместе с жидкостью, C .

Уравнение для распределения давления имеет вид:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \lambda \frac{\partial P}{\partial t}, \quad (6.1)$$

где $\lambda = \frac{K}{m\mu C}$ – коэффициент пьезопроводности.

Постановка краевых условий

Начальные и граничные условия имеют вид:

$$P(r, 0) = P(\infty, t) = P_0; \quad (6.2)$$

$$P(r_c, t) = P_c. \quad (6.3)$$

В такой постановке аналитическое решение для распределения давления, а соответственно и для дебита жидкости, получить не удаётся.

Если для скважины задана динамика дебита жидкости:

$$-\frac{2\pi Kh}{\mu} \lim_{r \rightarrow 0} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = q(t), \quad (6.4)$$

то решение для распределения давления записывается в виде интеграла Дюамеля [135]:

$$P(r, t) = P_0 + \frac{\mu}{4\pi Kh} \int_0^t \frac{q(\tau) e^{-\frac{r^2}{4\lambda(t-\tau)}}}{t-\tau} d\tau. \quad (6.5)$$

Расчёт притока жидкости из пласта при заданном во времени забойном давлении

Задача определения дебита жидкости при постоянном забойном давлении сводится к нахождению функции $q(t)$ из интегрального уравнения:

$$P_c - P_0 = \frac{\mu}{4\pi Kh} \int_0^t \frac{q(\tau) e^{-\frac{r_c^2}{4\lambda(t-\tau)}}}{t-\tau} d\tau. \quad (6.6)$$

Численное решение уравнений фильтрации однофазного потока в пласте

Если предположить, что дебит жидкости является кусочно-постоянной функцией, то легко получить рекуррентную формулу для последовательного расчёта дебита жидкости для последовательности времён.

Пусть $q(t) = q^k$, при $(k-1)\Delta t < t \leq k\Delta t$, где q^k – постоянные. Тогда уравнение (6.6) можно переписать в виде:

$$\frac{4\pi Kh(P_c - P_0)}{\mu} = \int_0^{t^n} \frac{q(\tau) e^{-\frac{r_c^2}{4\lambda(t^n - \tau)}}}{t^n - \tau} d\tau = \sum_{k=1}^n q^k \left\{ Ei \left[-\frac{r_c^2}{4\lambda(n+1-k)\Delta t} \right] - Ei \left[-\frac{r_c^2}{4\lambda(n-k)\Delta t} \right] \right\}, \quad (6.7)$$

где $Ei(-x) = \int_x^\infty \frac{e^{-x}}{x} dx$ – интегральная показательная функция.

Из предыдущего выражения следует, что:

$$q^n = \frac{\frac{4\pi Kh(P_c - P_0)}{\mu} - \sum_{k=1}^{n-1} q^k \left[Ei \left(-\frac{b}{n+1-k} \right) - Ei \left(-\frac{b}{n-k} \right) \right]}{Ei(-b)}, \quad b = \frac{r_c^2}{4\lambda\Delta t}. \quad (6.8)$$

Формула (6.8) позволяет рассчитать динамику нестационарного дебита жидкости скважины в радиальном пласте при постоянном забойном давлении.

Динамику дебитов для фонда скважин можно определить путём решения системы аналитических уравнений на каждом временном шаге. Для системы скважин давление в точке с координатами (x, y) определяется как:

$$\frac{4\pi Kh}{\mu} [P(x, y, t) - P_0] = \sum_i^N \int_0^t \frac{q_i(\tau) e^{-\frac{r_i^2}{4\lambda(t-\tau)}}}{t-\tau} d\tau. \quad (6.9)$$

где r_i – расстояние от i -ой скважины до точки с координатами (x, y) ;

$$r_i^2 = (x - x_i)^2 + (y - y_i)^2.$$

Сделав допущение о характере изменения дебитов жидкости в виде кусочно-постоянных функций, запишем правую часть уравнения (6.9) в виде:

$$\frac{4\pi Kh}{\mu} [P(x, y, t^n) - P_0] = \sum_i^N \left\{ \sum_{k=1}^n q_i^k \left[Ei \left[-\frac{br_i^2}{(n+1-k)r_c^2} \right] - Ei \left[-\frac{br_i^2}{(n-k)r_c^2} \right] \right] \right\}. \quad (6.10)$$

Для расчёта дебитов жидкости необходимо задать забойные давления на источниках:

$$\sum_i^N \left\{ \sum_{k=1}^n q_i^k \left[Ei \left[-\frac{br_{ij}^2}{(n+1-k)r_c^2} \right] - Ei \left[-\frac{br_{ij}^2}{(n-k)r_c^2} \right] \right] \right\} = \frac{4\pi Kh}{\mu} [P_{c,j}^n - P_0], \quad j=1..N. \quad (6.11)$$

где r_{ij} – расстояние между i -ой и j -ой скважинами, $r_{ij} = r_c$.

Выделяя текущие дебиты скважин, получим

$$\sum_i^N q_i^n Ei \left(-\frac{br_{ij}^2}{r_c^2} \right) = \frac{4\pi Kh}{\mu} [P_{c,j}^n - P_0] - \sum_i^N \left\{ \sum_{k=1}^{n-1} q_i^k \left[Ei \left[-\frac{br_{ij}^2}{(n+1-k)r_c^2} \right] - Ei \left[-\frac{br_{ij}^2}{(n-k)r_c^2} \right] \right] \right\}, \quad j=1..N. \quad (6.12)$$

По уравнению (6.12) определяется изменение дебитов всех скважин в функции от времени. При наличии ГРП уравнения (6.12) должны замыкаться уравнениями для расчёта забойных давлений скважин с учётом наличия трещин в призабойной зоне. Пусть трещина ГРП имитируется с помощью $2N_{grp} + 1$ скважин (Рисунок 6.2) с расстояниями между ними $a = L / N_{grp}$, где L – полудлина трещины. Трещина ГРП имеет проводимость K_f и раскрытость w_f

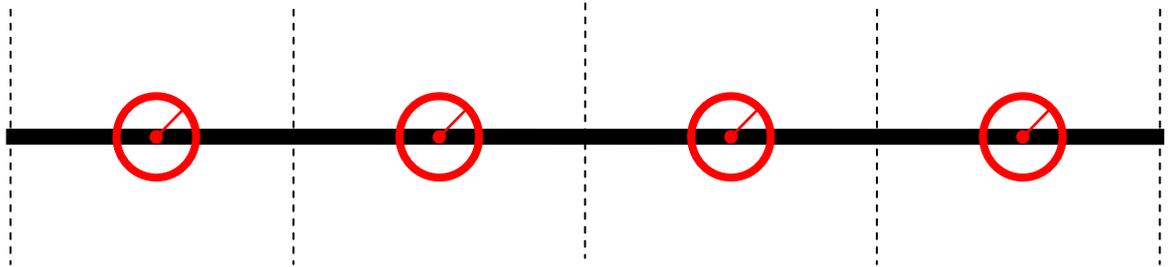


Рисунок 6.2 – Принципиальная схема замены линейного объекта на систему связанных источников

Предполагая линейный закон движения жидкости в трещине (закон Дарси), можно записать

$$V = \frac{Q}{w_f h} = -\frac{K_f}{\mu} \frac{dP}{dx}, \quad (6.13)$$

где V – скорость течения жидкости;

P – давление в трещине;

Q – объёмный расход жидкости для сечения трещины с координатой x .

Очевидно, что $Q(x) = \int_x^L \rho_q(x) dx$,

где $\rho_q(x)$ – плотность распределения дебита жидкости из пласта вдоль трещины.

В итоге выражение $dP = -\frac{\mu}{K_f w_f h} Q dx$ после интегрирования принимает

вид:

$$P(x_2) - P(x_1) = -\frac{\mu}{K_f w_f h} \int_{x_1}^{x_2} Q(x) dx. \quad (6.14)$$

Интеграл справа определим следующим образом:

$$\begin{aligned} \int_{x_1}^{x_2} Q(x) dx &= x_2 Q(x_2) - x_1 Q(x_1) - \int_{x_1}^{x_2} x dQ(x) = x_2 Q(x_2) - x_1 Q(x_1) + \int_{x_1}^{x_2} x \rho_q(x) dx = \\ &= x_2 \int_{x_2}^L \rho_q(x) dx - x_1 \int_{x_1}^L \rho_q(x) dx + \int_{x_1}^{x_2} x \rho_q(x) dx = (x_2 - x_1) \int_{x_2}^L \rho_q(x) dx + \int_{x_1}^{x_2} (x - x_1) \rho_q(x) dx. \end{aligned} \quad (6.15)$$

Пусть $x_1 = ia$, $x_2 = (i+1)a$ – два соседних источника, трещины ГРП, где $a = L / N_{grp}$. Тогда связь забойных давлений для этих источников имеет вид:

$$P_{c,i+1} - P_{c,i} = -\frac{\mu}{K_f w_f h} \left[x_{i+1} Q(x_{i+1}) - x_i Q(x_i) + \int_{x_i}^{x_{i+1}} x \rho_q(x) dx \right]. \quad (6.16)$$

Переходя от давления P к функции U , получим:

$$y = \frac{x}{a} \quad (6.17)$$

$$U_{c,i+1} - U_{c,i} = -\frac{4\pi}{N_{grp} F_{cd}} \left[a \int_{i+1}^{N_{grp}} \rho_q(y) dy + a \int_i^{i+1} (y-i) \rho_q(y) dy \right].$$

Учитывая, что $a \int_{i-0.5}^{i+0.5} \rho_q(y) dy = q_i$, выражение приводится к виду:

$$U_{c,i+1} - U_{c,i} = -\frac{4\pi}{N_{grp} F_{cd}} \left[\sum_{v=i+1}^{N_{grp}} q_v + \frac{q_i - q_{i+1}}{8} \right]. \quad (6.18)$$

Из последней формулы получаем явное выражение забойного давления на произвольном источнике:

$$U_{c,i+1} = U_{c,0} - \frac{4\pi}{N_{grp} F_{cd}} \left[\sum_{v=1}^i v q_v + (i+1) \sum_{v=i+1}^{N_{grp}} q_v + \frac{q_0 - q_{i+1}}{8} \right]. \quad (6.19)$$

Кроме трещин ГРП, в задаче присутствуют такие линейные объекты как ГС и границы постоянного давления. Вдоль данных объектов также проводится расстановка источников, но, считая их бесконечно проводимыми, потери давления между соседними источниками принимаем равными нулю.

Для замыкания системы уравнений требуется определить переход от линейного источника к точечному. В случае трещины ГРП переход осуществляется согласно формуле

$$r = \frac{l}{8}. \quad (6.20)$$

Для участка горизонтальной скважины используется модель Джоши [136], и тогда выражение для радиуса источника принимает вид:

$$r = \frac{l}{8} \left(\frac{2r_{well}}{h} \right)^{\frac{h}{l}}, \quad (6.21)$$

где L – длина сегмента горизонтальной скважины;

r_{well} – радиус ствола скважины;

h – мощность пласта.

В системе уравнений (6.22) присутствуют интегральные экспоненциальные функции, итерационный расчёт которых занимает большую часть расчётного времени. Для ускорения расчётов используется сшитая аппроксимация Аллена-Гастингса [137] с 13 коэффициентами:

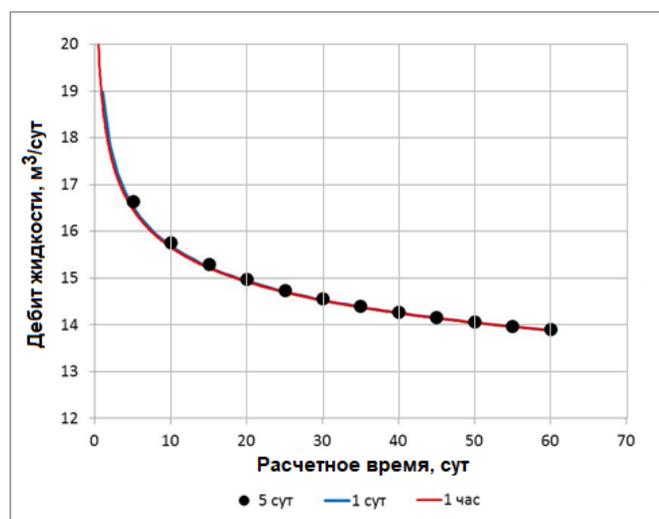
$$Ei(x) = \begin{cases} a_0 + a_1(x) + a_2(x)^2 + \dots + a_5(x)^5 - \ln(x) & , 0 \leq x \leq 1 \\ \frac{1}{xe^x} \frac{b_0 + b_1x + b_2x^2 + \dots + b_4x^4}{c_0 + c_1x + c_2x^2 + \dots + c_4x^4} & , 1 \leq x \leq \infty \end{cases}. \quad (6.22)$$

Результаты тестирования математической модели и расчётного модуля

На Рисунке 6.3 (б) приведены результаты расчётов для модельной вертикальной скважины для трёх различных значений временного шага моделирования: 1 ч., 1 и 5 сут., с входными параметрами, приведёнными на Рисунке 6.3 (а).

Тип заканчивания			
Вертикальный ствол			
Параметры пласта и флюида			
Мощность пласта	--	10	м
Пористость породы	--	0.15	д.ед
Проницаемость породы	--	1	мД
Проницаемость трещины ГРП	--	$1.02E-12$	мД
Начальное пластовое давление	--	250	атм
Вязкость флюида	--	1	сПз
Сжимаемость общая	--	0.00014	1/атм
Геометрия пласта и скважины			
Размеры контура питания	A	1400	м
	B	800	м
Длина горизонтального ствола	Lw	1000	м
Количество трещин ГРП	--	1	шт
Полудлина трещины ГРП	Lf	50	м
Радиус ствола скважины	--	0.1	м
Ширина трещины ГРП	--	0.005	м
Параметры моделирования			
Временной шаг моделирования	--	4	час
Общее время моделирования	--	10	сут

а)



б)

Рисунок 6.3 – Сравнение данных расчёта дебита жидкости для модельной скважины при изменении шага по времени от 1 ч до 5 сут

Как видно из представленных на Рисунке 6.3 данных, кривые изменения дебита практически повторяют друг друга, погрешность вычисления дебита с шагом 5 сут., по сравнению с расчётом с шагом 1 ч., не превышает 1 %.

На Рисунках 6.4 – 6.6 приведены результаты сравнения расчёта дебита скважины в модуле «Пласт» с расчётами пластовых симуляторов в

программных продуктах «РН-КИМ» и Karra Saphir. Начнём сравнение с примера вертикальной скважины. Из данных Рисунка 6.4 видно, что значения дебита, рассчитанные по методу источников, достаточно хорошо согласуются с результатами расчётов симуляторов «РН-КИМ» и Карра, что свидетельствует о точности, допустимой для решения инженерных задач.

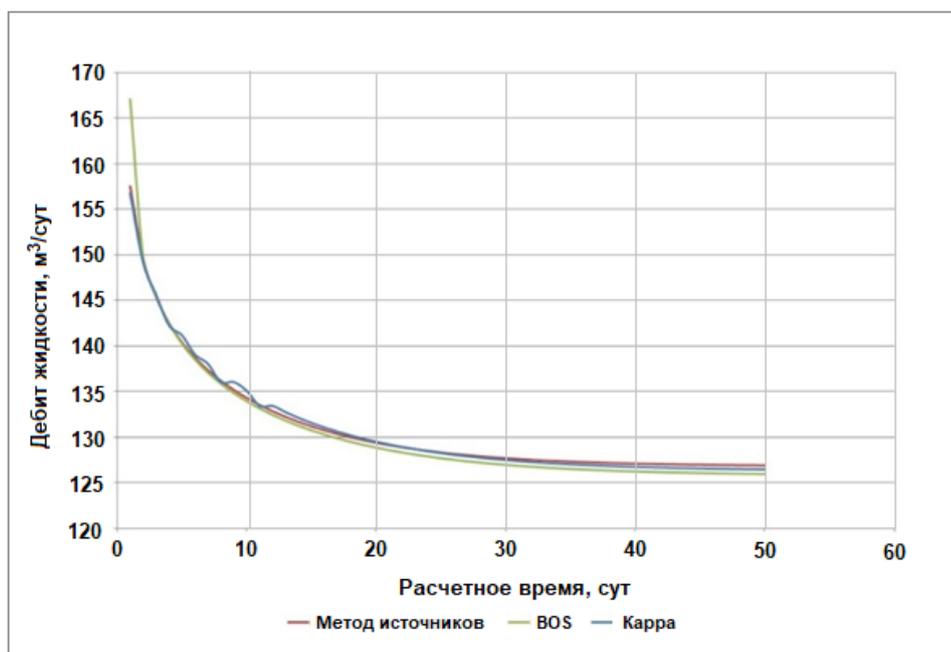


Рисунок 6.4 – Дебит жидкости в случае вертикальной скважины

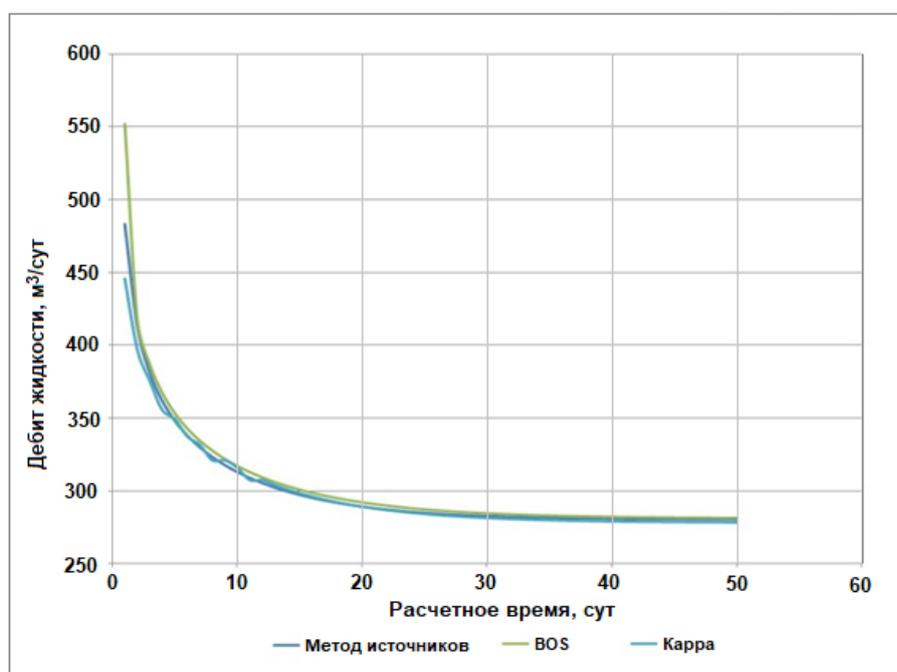


Рисунок 6.5 – Дебит жидкости в случае вертикальной скважины с гилроразывом пласта

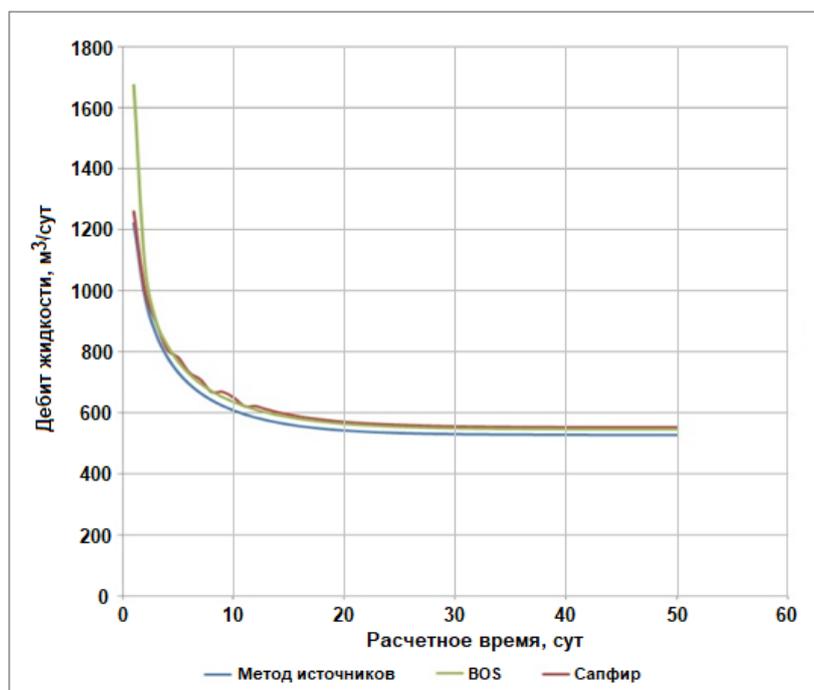


Рисунок 6.6 – Дебит жидкости в случае горизонтальной скважины

Для всех случаев скважин с ГРП и без него получена высокая точность (ошибка по сравнению с аналитическим решением не превышает 1%) для метода источников.

Таким образом, проведенные численные расчёты показали, что численное решение является устойчивым и сходящимся при измельчении шага интегрирования по времени, результаты расчётов по методу источников достаточно хорошо согласуются с результатами расчётов в программных симуляторах для всех типов заканчивания скважин, реализованных в расчётном модуле.

6.2 Разработка нестационарной математической модели многофазного потока в трубных элементах скважины

Расчёт давления вдоль трубного элемента при заданных во времени давлениях на концах трубного элемента

Для моделирования нестационарного газожидкостного восходящего течения в добывающей скважине воспользуемся уравнениями неразрывности

и сохранения количества движения, записанными для двухжидкостной модели типа Two-Phase Flow Model [138-143].

Примем, что в системе отсутствуют внешние источники массы и фазовые превращения возможны лишь в системе газ–нефть, тогда уравнения неразрывности для газа, нефти и воды будут иметь вид:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\alpha_g \rho_g) + \frac{\partial}{\partial x}(\alpha_g \rho_g u_g) = \Gamma_{og}, \quad (6.23)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}((1-\alpha_g)n\rho_w) + \frac{\partial}{\partial x}((1-\alpha_g)n\rho_w u_w) = 0, \quad (6.24)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}((1-\alpha_g)(1-n)\rho_o) + \frac{\partial}{\partial x}((1-\alpha_g)(1-n)\rho_o u_o) = -\Gamma_{go}. \quad (6.25)$$

где t – время (с);

x – координата по длине трубы (м);

α_g – объёмное содержание газа в смеси;

n – объёмная доля воды в жидкости;

ρ_g , ρ_o и $\rho_w = 1000$ кг/м³ – плотности газа, нефти и воды (кг/м³),

соответственно;

u_g , u_o и u_w – действительные скорости газа, нефти и воды (м/с),

соответственно;

Γ_{og} и Γ_{go} – массообмен в результате агрегатных превращений в системе газ–нефть (кг/(м³·с)), соответственно.

Вводя обозначения для плотности ρ_l и скорости u_l жидкости:

$$\rho_l = n\rho_w + (1-n)\rho_o, \quad (6.26)$$

$$u_l = \frac{n\rho_w u_w + (1-n)\rho_o u_o}{\rho_l}, \quad (6.27)$$

можно объединить уравнения (6.23) и (6.25) в виде уравнения неразрывности для жидкости:

$$\frac{\partial}{\partial t}((1-\alpha_g)\rho_l) + \frac{\partial}{\partial x}((1-\alpha_g)\rho_l u_l) = -\Gamma_{go}. \quad (6.28)$$

Уравнения сохранения количества движения для каждой из взаимодействующих фаз в случае приближения стационарного течения для описания сил сопротивления выглядят следующим образом:

$$\alpha_g \rho_g \left(\frac{\partial u_g}{\partial t} + u_g \frac{\partial u_g}{\partial x} \right) = -\alpha_g \frac{dp}{dx} - \frac{\tau_g S_g}{A} - \frac{\tau_{gw} S_{gw}}{A} - \frac{\tau_{go} S_{go}}{A} + \eta_g (\Gamma_{og} u_g + \Gamma_{go} u_o) - \alpha_g \rho_g g \cos \theta, \quad (6.29)$$

$$(1 - \alpha_g) n \rho_w \left(\frac{\partial u_w}{\partial t} + u_w \frac{\partial u_w}{\partial x} \right) = - (1 - \alpha_g) n \frac{dp}{dx} - \frac{\tau_w S_w}{A} - \frac{\tau_{wg} S_{gw}}{A} - \frac{\tau_{wo} S_{wo}}{A} - (1 - \alpha_g) n \rho_w g \cos \theta, \quad (6.30)$$

$$(1 - \alpha_g) (1 - n) \rho_o \left(\frac{\partial u_o}{\partial t} + u_o \frac{\partial u_o}{\partial x} \right) = - (1 - \alpha_g) (1 - n) \frac{dp}{dx} + \frac{\tau_o S_o}{A} - \frac{\tau_{og} S_{go}}{A} - \frac{\tau_{ow} S_{wo}}{A} + \eta_o (\Gamma_{og} u_g + \Gamma_{go} u_o) - (1 - \alpha_g) (1 - n) \rho_o g \cos \theta, \quad (6.31)$$

где p – давление, одинаковое для всех составляющих среды по сечению трубы (Па);

$A = \pi d^2/4$ – площадь поперечного сечения трубы (м^2) диаметром d (м);

θ – угол наклона трубопровода к вертикали;

$\tau_{gw} = -\tau_{wg}$, $\tau_{go} = -\tau_{og}$ и $\tau_{wo} = -\tau_{ow}$ – касательные напряжения на границе раздела фаз (Па), соответственно;

τ_g , τ_w и τ_o – касательные напряжения на стенке трубы для газа, воды и нефти (Па), соответственно;

S_g , S_w и S_o – периметры границы взаимодействия фаз со стенкой трубы (м), соответственно;

S_{gw} , S_{go} и S_{wo} – периметры границы бинарного взаимодействия фаз (м);

η_g и $\eta_o = 1 - \eta_g$ – безразмерные коэффициенты, выражающие доли силы, обусловленной притоком массы, приходящиеся на газ и нефть, соответственно [143].

Складывая уравнениям (6.29 – 6.31), получим:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(\alpha_g \rho_g u_g + (1 - \alpha_g) \rho_l u_l) + \frac{\partial}{\partial x}(\alpha_g \rho_g u_g^2 + (1 - \alpha_g) \rho_l u_l^2) = \\ = -\frac{\partial p}{\partial x} - \frac{\tau S}{A} - (\alpha_g \rho_g + (1 - \alpha_g) \rho_l) g \cos \theta. \end{aligned} \quad (6.32)$$

где $S = \pi d$ – периметр трубы (м);

τ – касательное напряжение на стенке трубы для смеси в целом (Па):

$$\tau = \frac{1}{2} f \rho u^2, \quad (6.33)$$

где f – коэффициент гидравлического трения потока о стенки трубы, плотность ρ газожидкостной смеси (кг/м³) определяется как:

$$\rho = \alpha_g \rho_g + (1 - \alpha_g) \rho_l \quad (6.34)$$

скорость смеси (м/с), являющаяся функцией от скоростей газа и жидкости:

$$u = \alpha_g u_g + (1 - \alpha_g) u_l. \quad (6.35)$$

Примем, что для ламинарного режима течения пузырьковой жидкости:

$$f = \frac{64}{\text{Re}}, \quad \text{если} \quad \text{Re} = \frac{\rho u d}{\mu} < 2300, \quad (6.36)$$

где $\mu = \alpha_g \mu_g + (1 - \alpha_g) \mu_l$; (6.37)

коэффициент динамической вязкости смеси (Па·с):

$$\mu_l = n \mu_w + (1 - n) \mu_o; \quad (6.38)$$

коэффициент динамической вязкости жидкости (Па·с), выражающийся через вязкости воды μ_w и нефти μ_o , для турбулентного режима течения:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \lg \left(\frac{\varepsilon / d}{3,7} - \frac{5,02}{\text{Re}} \lg \left(\frac{\varepsilon / d}{3,7} + \frac{13}{\text{Re}} \right) \right), \quad \text{если} \quad \text{Re} \geq 2300, \quad (6.39)$$

где ε – шероховатость стенки трубы (м).

В модели учитывается связь между скоростью смеси и скоростями газа и жидкости. Для пузырькового режима течения, с учётом угла наклона трубопровода и стеснённых условий движения пузырьков газа, принимается

скорость всплытия пузырьков в неподвижной жидкости по зависимости приведённой в работе [144].

В модели учитывается проскальзывание воды и нефти. Скорость всплытия глобул нефти с учётом проскальзывания фаз определяется из соотношения:

$$u_o = C'_0 u_l + u'_\infty, \quad (6.40)$$

где u'_∞ – скорость всплытия капель нефти в жидкости, определяемая экспериментально.

Моделирование изменения давления и температуры в каждой точке трубного элемента во времени

Массовый приток жидкости за счёт превращений в системе газ–нефть Γ_{og} может быть выражен через функцию растворимости газа $R_s(p, T)$ по формуле:

$$\Gamma_{og} = -\rho_{g0} \frac{\partial}{\partial x} \left((1 - \alpha_g)(1 - n) u_o R_s \right), \quad (6.41)$$

где ρ_{g0} – плотность газа при нормальных условиях ($p = 101325$ Па, $T = 20^\circ \text{C} = 293$ К).

Для расчёта распределения температуры вдоль трубы будем использовать уравнение теплопроводности для смеси в виде:

$$\rho c_v \left(\frac{\partial T}{\partial t} + u \frac{\partial T}{\partial x} \right) = \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial x} \right) + q. \quad (6.42)$$

Здесь c_v – удельная теплоёмкость смеси (Дж/(кг·К)):

$$c_v = \alpha_g c_{vg} + (1 - \alpha_g) c_{vl}, \quad (6.43)$$

где c_{vg} – удельная теплоёмкость газа (Дж/(кг·К));

c_{vl} – удельная теплоёмкость жидкости (Дж/(кг·К), равная:

$$c_{vl} = n c_{vw} + (1 - n) c_{vo}, \quad (6.44)$$

где c_{vw} и c_{vo} – удельные теплоёмкости воды и нефти (Дж/(кг·К), соответственно, коэффициент теплопроводности смеси (Дж/(м·с·К)

$$\lambda = \alpha_g \lambda_g + (1 - \alpha_g) \lambda_l, \quad (6.45)$$

где λ_g – коэффициент теплопроводности газа (Дж/(м·с·К));

λ_l – коэффициент теплопроводности жидкости (Дж/(мк·с·К), равный:

$$\lambda_l = n \lambda_w + (1 - n) \lambda_o, \quad (6.46)$$

где λ_w и λ_o – коэффициенты теплопроводности воды и нефти (Дж/(кг·К), соответственно;

$$q = \frac{4 \lambda \text{Nu} (T_b - T)}{d^2} \quad (6.47)$$

приток тепла за счёт теплообмена со стенкой трубы,

$$\text{Nu} = \max(10; \kappa \text{Re}^{0.8} \text{Pr}^{0.4}), \quad (6.48)$$

где Nu – число Нуссельта [145], которое выражается через числа Рейнольдса и Пекле с поправочным коэффициентом κ .

$$\text{Pe} = \frac{\mu c_v}{\lambda} \quad (6.49)$$

В уравнении (6.47) T_b обозначает температуру стенки трубы. В реальных условиях течения жидкости в обсадной колонне и колонне НКТ эта величина должна определяться с учётом теплообмена между трубой, цементным кольцом, горными породами и затрубным пространством скважины (в случае, когда моделируется течение в НКТ). Для упрощения примем, что T_b совпадает с температурой горных пород, а особенности теплообмена при течении газожидкостного потока в обсадной колонне и НКТ выразим с помощью поправочного коэффициента κ . В этом случае температура на стенке трубы будет определяться из решения уравнения:

$$\frac{\partial T_b}{\partial x} = -\Gamma \cos \theta, \quad T_b(0) = T_{res}, \quad (6.50)$$

где Γ – геотермальный градиент (К/м), T_{res} – пластовая температура (К).

Сравнение с данными экспериментальных замеров течения жидкости в НКТ позволило найти характерное значение поправочного коэффициента для

НКТ, равное $\kappa = 2 \times 10^{-4}$. Для обсадной колонны будем использовать оригинальное значение коэффициента, взятого из работы [145], уравнение (6.31) с учётом соотношений (6.32 и 6.33).

Коэффициент теплопроводности газа (Дж/(мк·с·К)) вычисляется по формуле:

$$\lambda_g = 1,78 \cdot 10^{-4} T - 0,0166. \quad (6.51)$$

Коэффициент теплопроводности нефти (Дж/(мк·с·К) равен:

$$\lambda_o = \frac{116,8}{\rho_{o0}} (1,148 - 5,4 \cdot 10^{-4} T). \quad (6.52)$$

Коэффициент теплопроводности воды считается постоянным и равным $\lambda_w = 0,6$ Дж/(мк·с·К).

Удельные теплоёмкости газа, воды и нефти будем считать постоянными величинами: $c_{Vg} = 2226$ Дж/(кг·К), $c_{Vo} = 2100$ Дж/(кг·К), $c_{Vg} = 4190$ Дж/(кг·К).

Приведённая выше система дифференциальных уравнений для моделирования течения многофазного потока в наклонной трубе справедлива для описания пузырькового режима течения, но может быть обобщена и для других режимов потока в трубе. Выделяют четыре режима течения для многофазного потока в вертикальных и наклонных трубах: пузырьковый, пробковый (снарядный), эмульсионный и кольцевой, но на практике в высокообводнённых нефтедобывающих скважинах последние два практически не встречаются, поэтому ограничимся рассмотрением пробкового режима течения. С точки зрения математической модели, определяющая система уравнений (6.28 – 6.32, 6.42) сохранится, поменяются лишь выражения для коэффициента гидравлического трения потока, и появится новая зависимость между скоростями газа и жидкости.

При пробковом режиме течения можно выделить периодически повторяющуюся характерную ячейку, состоящую из пузырька Тейлора и жидкостной пробки, в которой реализуется пузырьковый режим течения (Рисунок 6.7).

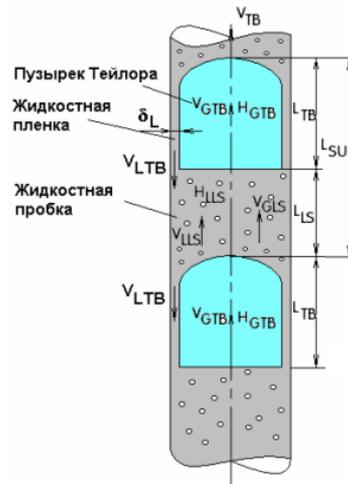


Рисунок 6.7 – Расчётные параметры, определяющие пробковый режим течения

Для расчёта объёмного содержания газа при пробковом режиме течения необходимо рассчитать длину жидкостной пробки и пузырька Тейлора. Длина тела ячейки L_{SU} состоит из двух частей: области пузырька Тейлора, длиной L_{TB} , и области жидкостной пробки длиной L_{LS} . Длина заострённой части пузырька Тейлора L_C , по отношению к его длине, обычно коротка, поэтому ей в ряде случаев можно пренебречь. Пузырёк Тейлора имеет почти тот же диаметр, что и труба, и движется со скоростью u_{TB} . Система координат также перемещается со скоростью u_{TB} , поэтому картина ячейки пробкового течения будет неподвижна. Пузырёк Тейлора окружён тонкой жидкостной плёнкой толщиной δ_l , которая стекает вниз со скоростью u_{LTB} . Объёмное содержание газа в пузырьке Тейлора обозначим через H_{gTB} . Полагая, что $L_C = 0$, будем считать, что жидкостная плёнка будет иметь одинаковую толщину по всей длине пузырька Тейлора. Жидкостная пробка позади пузырька Тейлора содержит большое количество маленьких газовых пузырьков. Пусть u_{JLS} – средняя скорость жидкости в пробке, в то время как осевая составляющая пузырьков газа обозначается как u_{gLS} . Объёмное содержание газа в жидкостной пробке равно H_{gLS} .

Уравнение неразрывности для газа в контрольном объёме, согласно Ansari et al. [39], описывается как:

$$\alpha_g u_g = \beta u_{gTB} H_{gTB} + (1 - \beta) u_{gLS} H_{gLS}, \quad (6.53)$$

$$\text{где } \alpha_g = \beta H_{gTB} + (1 - \beta) H_{gLS}, \quad (6.54)$$

$$\beta = \frac{L_{TB}}{L_{LS} + L_{TB}}, \quad (6.55)$$

объёмная доля пузырька Тейлора в расчётной ячейке, длина жидкостной пробки $L_{LS} \sim 30d$ для вертикального течения в цилиндрическом канале задаётся величиной постоянной.

Из уравнения массового баланса между жидкостной пробкой и пузырьком Тейлора в подвижной системе координат для газа можно получить выражение

$$(u_{TB} - u_{gLS}) H_{gLS} = (u_{TB} - u_{gTB}) H_{gTB}. \quad (6.56)$$

Скорость подъёма пузырька Тейлора с учётом наклона цилиндрического канала можно представить в виде

$$u_{TB} = C_0 u + u_{\infty T}, \quad (6.57)$$

$$\text{где } C_0 = (1,64 + 0,12 \sin \theta) \text{Re}_l^{-0,031}, \quad (6.58)$$

а число Рейнольдса Re_l определяется из уравнения (6.36).

Скорость дрейфа пузырька Тейлора описывается, согласно данным работ [146,147], корреляцией в виде:

$$u_{\infty T} = f_m (u_{x\infty} \cos \theta + u_{y\infty} \sin \theta), \quad (6.59)$$

$$\text{где } f_m = \min(0,316 \sqrt{\text{Re}_\infty}; 1), \quad \text{Re}_\infty = \frac{\rho_l (u_{x\infty} \cos \theta + u_{y\infty} \sin \theta) d}{2\mu_l}. \quad (6.60)$$

Горизонтальную составляющую скорости дрейфа пузырька газа $u_{x\infty}$ можно рассчитать по корреляции Weber [148] в виде:

$$u_{x\infty} = \left[0,54 - \frac{1,76}{B_o^{0,56}} \right] \sqrt{\frac{gd(\rho_l - \rho_g)}{\rho_l}}, \quad (6.61)$$

где число Бонда выражается уравнением:

$$B_o = \frac{(\rho_l - \rho_g)gd^2}{\sigma_l}. \quad (6.62)$$

Вертикальная составляющая скорости дрейфа продольно деформированных пузырьков при высоких числах Рейнольдса выражается с помощью корреляции Уоллис [143]

$$u_{y\infty} = 0,345(1 - e^{-\chi}) \sqrt{\frac{gd(\rho_l - \rho_g)}{\rho_l}}, \quad (6.63)$$

где $\chi = B_o e^{(3,278 - 1,424 \log B_o)}$ – (6.64)

коэффициент, учитывающий влияние продольной деформации пузырька газа.

Скорость газовых пузырьков в теле жидкостной пробки для цилиндрического канала будем использовать в виде, аналогичном, принятому в работе Barnea and Brauner [144]:

$$u_{gLS} = 1,2u + 1,53 \left(\frac{g\sigma_l(\rho_l - \rho_g)}{\rho_l^2} \right)^{0,25} (1 - H_{gLS})^{0,5} (\cos\theta)^{0,5}. \quad (6.65)$$

Объёмное содержание газа в теле жидкостной пробки в цилиндрическом канале определяется из уравнения:

$$H_{gLS} = \frac{\alpha_g u_g}{0,425 + 2,65u}. \quad (6.66)$$

Система уравнений (6.53, 6.54, 6.56) даёт решение в виде:

$$u_g = u_{TB} - \frac{H_{gLS}(u_{TB} - u_{gLS})}{\alpha_g}. \quad (6.67)$$

Таким образом, для того чтобы получить искомую зависимость $u_g = u_g(u_l)$, необходимо из уравнений (6.65 – 6.67) определить параметры u_{TB} , u_{gLS} и H_{gLS} и подставить их в формулу (6.67). Поскольку эти параметры являются функциями u_g , то решение должно находиться итерационным методом.

Коэффициент гидравлического сопротивления f для пробкового режима течения будет вычисляться в зависимости от характера потока, ламинарный –

турбулентный, по формулам (6.36) и (6.39), где в качестве числа Рейнольдса будет использоваться выражение вида:

$$\text{Re}_{LS} = \frac{\rho_{LS} u d}{\mu_{LS}}, \quad (6.68)$$

$$\text{где } \rho_{LS} = \rho_g H_{gLS} + \rho_l (1 - H_{gLS}); \quad (6.69)$$

$$\mu_{LS} = \mu_l (1 - H_{gLS}) \quad (6.70)$$

плотность (кг/м^3) и вязкость ($\text{Па}\cdot\text{с}$) газожидкостной смеси в жидкостной пробке.

Для определения границы перехода от пузырькового режима течения к пробковому будем использовать сложный критерий, который учитывает не только соотношение между скоростями газа и жидкости, но и геометрические параметры трубы.

Согласно выводам работы Taitel et al. [149], пузырьковый режим течения возможен лишь тогда, когда скорость всплытия пузырька газа меньше скорости всплытия пузырька Тейлора, т.е. диаметр пузырька газа меньше диаметра трубы. Минимальный диаметр канала d_{\min} , в котором может реализовываться пузырьковый режим течения, определяется как:

$$d_{\min} = 19,01 \sqrt{\frac{(\rho_l - \rho_g) \sigma_l}{\rho_l^2 g}}. \quad (6.71)$$

В работе Brauner установлено, что пузырьковый режим (без образования продолговатых пузырьков газа вдоль верхней стенки трубы) возможен лишь при достаточно больших углах наклона трубопровода к горизонту, при этом критический угол наклона трубопровода θ_{cr} при котором невозможен пузырьковый режим течения, определяется из выражения, полученного из баланса сил в виде:

$$\frac{\cos \theta_{cr}}{\sin^2 \theta_{cr}} = 0,513 \frac{u_{\infty}^2}{gd}, \quad (6.72)$$

где u_{∞} описывается уравнениями Fernandes et al. [150].

Если выполняются условия $d > d_{\min}$ и $\theta < \theta_{cr}$, то граница перехода между режимами течения определяется из решения уравнения А.С. Каца [151]:

$$\alpha u_g = 0,333(1 - \alpha_g)u_l + 0,3312 \left(\frac{g \sigma_l (\rho_l - \rho_g)}{\rho_l^2} \right)^{0,25} (\cos \theta)^{0,5}. \quad (6.73)$$

После того, как получены все соотношения между параметрами системы уравнений (6.23, 6.24, 6.28, 6.32 и 6.42), сформулируем начальные и граничные условия для базового набора неизвестных, которыми являются объёмное содержание газа α_g , объёмное содержание воды в нефти n , скорость жидкости u_l , давление p и температура смеси T .

Примем, что в начальный момент времени выполняются равенства:

$$\begin{aligned} \alpha_g(x, 0) &= \alpha_{g0}(x), & n(x, 0) &= n_0(x), & u_l(x, 0) &= u_{l0}(x), \\ p(x, 0) &= p_0(x), & T(x, 0) &= T_0(x), \end{aligned} \quad (6.74)$$

где функции в правых частях уравнений могут быть заданы произвольным образом.

Для моделирования нестационарного течения в трубе целесообразно в качестве начальных условий использовать установившееся течение газожидкостного потока. Для этого достаточно зафиксировать значения переменных на входном конце трубы и решить систему уравнений (6.23, 6.24, 6.28, 6.32 и 6.42), записанную без учёта производных по времени.

В качестве граничных условий для α_g , n , u_l , T будем использовать фиксированные значения на входном конце трубы, а для давления – на выходном конце трубы:

$$\alpha_g(0, t) = \alpha_g^0, \quad n(0, t) = n^0, \quad u_l(0, t) = u_l^0, \quad T(0, t) = T^0, \quad (6.75)$$

$$p(L, t) = p^0. \quad (6.76)$$

В заключение следует отметить, что граничные условия уравнений (6.75 – 6.76) предполагают, что течение жидкости происходит в направлении слева-направо (или снизу-вверх). При изменении направления движения они становятся некорректными.

Течение в эксплуатационной колонне на участке от перфорации до точки подвеса установки электроцентробежного насоса

Представленная в предыдущих разделах математическая модель представлена для случая цилиндрического канала. Поскольку участок эксплуатационной колонны от перфорации до точки подвеса УЭЦН представляет собой часть цилиндрической трубы, то для описания течения газожидкостного потока модель применяется для эксплуатационной колонны без изменений.

Течение в кольцевом зазоре между эксплуатационной колонной и НКТ на участке от точки подвеса УЭЦН до уровня жидкости в затрубном пространстве

Для описания течения в кольцевом канале используется та же система уравнений, выражающая законы сохранения массы, количества движения и распределение температуры смеси и компонентов (6.23, 6.24, 6.28, 6.32 и 6.42), что и для течения в цилиндрической трубе при условии $A = \pi(d_2^2 - d_1^2)/4$, $S = \pi(d_1 + d_2)$, где d_1 и d_2 – внешний диаметр внутренней трубы и внутренний диаметр внешней трубы, соответственно. Отличия будут состоять в определении коэффициента гидравлического сопротивления f в формуле (6.33), зависимости между скоростями газа u_g и жидкости u_l , и в выражении для притока тепла q . Кроме того, вместо диаметра трубы будет использоваться эквивалентный диаметр, равный:

$$d = d_2 - d_1. \quad (6.77)$$

В начале, по аналогии со случаем трубы круглого поперечного сечения, рассмотрим пузырьковый режим течения жидкости. Коэффициент гидравлического трения о стенки кольцевого канала зависит от соотношения внутреннего и внешнего диаметров, а также от эксцентриситета.

Для концентрического расположения труб, согласно данным работы Bird et al. [152], имеем:

$$f = \frac{F_c}{Re'} = \frac{64}{Re'} \frac{(1-K)^2}{\left[\frac{1-K^4}{1-K^2} - \frac{1-K^2}{\ln(1/K)} \right]}, \quad (6.78)$$

где $K = d_1/d_2$ – отношение диаметров,

$$Re' = \frac{\rho u(d_2 - d_1)}{\mu} \quad (6.79)$$

число Рейнольдса для кольцевого канала.

Для эксцентрического расположения труб, из данных работы Redberger, Charles [153], имеем

$$f = \frac{F_e}{Re'} = \frac{1}{Re'} \frac{16(1-K)^2(1-K^2)}{\varphi \operatorname{sh}^4 \eta_o}, \quad (6.80)$$

где

$$\varphi = (\operatorname{ch} \eta_i - \operatorname{ch} \eta_o)^2 \left[\frac{1}{\eta_i - \eta_o} - 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2n}{(e^{2n\eta_i} - e^{2n\eta_o})} \right] + \frac{1}{4} \left[\frac{1}{(\operatorname{sh} \eta_i)^4 - (\operatorname{sh} \eta_o)^4} \right], \quad (6.81)$$

$$\operatorname{ch} \eta_i = \frac{K(1+e^2) + (1-e^2)}{2Ke}, \quad \operatorname{ch} \eta_o = \frac{K(1-e^2) + (1+e^2)}{2e}. \quad (6.82)$$

Для турбулентного режима течения, согласно рекомендациям работы Саetano [40], будем использовать корреляции:

– для концентрического расположения труб:

$$\frac{1}{\left\{ f \left(\frac{64}{F_c} \right)^{0,45 \exp[-(Re'-3000)/10^6]} \right\}^{1/2}} = 4 \log \left[Re' \left\{ f \left(\frac{64}{F_c} \right)^{0,45 \exp[-(Re'-3000)/10^6]} \right\}^{1/2} \right] - 0,4; \quad (6.83)$$

– для эксцентричного расположения

$$\frac{1}{\left\{ f \left(\frac{64}{F_e} \right)^{0,45 \exp[-(Re'-3000)/10^6]} \right\}^{1/2}} = 4 \log \left[Re' \left\{ f \left(\frac{64}{F_e} \right)^{0,45 \exp[-(Re'-3000)/10^6]} \right\}^{1/2} \right] - 0,4. \quad (6.84)$$

Для пробкового режима течения в кольцевом канале будем использовать те же уравнения, которые применялись для описания течения в трубе круглого

поперечного сечения, за исключением уравнения (6.73). Для прогнозирования перехода от пузырькового к пробковому режиму течения в кольцевом канале воспользуемся критериями, предложенными Caetano: $\alpha = 0,20$ для концентрического расположения труб НКТ и эксплуатационной колонны, и $\alpha = 0,15$ для эксцентричного их положения. Кроме этого, в уравнениях (6.61) и (6.63) вместо d используется $d = d_2 - d_1$, а в уравнениях (6.62) и (6.64) $d = d_2 + d_1$.

Коэффициент гидравлического сопротивления f для пробкового режима течения будет вычисляться в зависимости от характера потока, ламинарный-турбулентный, по формулам (6.78), (6.70), (6.73) и (6.74), где в качестве числа Рейнольдса будет использоваться выражение вида

$$Re'_{LS} = \frac{\rho_{LS} u (d_2 - d_1)}{\mu_{LS}}, \quad (6.85)$$

где ρ_{LS} и μ_{LS} – плотность и вязкость жидкости в жидкой пробке, соответственно.

При переходе от пузырькового режима течения к пробковому, при условии что $d > d_{\min}$ и $\theta < \theta_{cr}$, граница перехода между режимами течения определяется из решения уравнения Caetano [40]:

$$\alpha u_g = 0,25(1 - \alpha_g) u_l + 0,306 \left(\frac{g \sigma_L (\rho_L - \rho_g)}{\rho_L^2} \right)^{0,25} (\cos \theta)^{0,5} \quad (6.86)$$

для концентрического расположения внутренней и внешней трубы, или

$$\alpha u_g = 0,176(1 - \alpha_g) u_l + 0,230 \left(\frac{g \sigma_L (\rho_L - \rho_g)}{\rho_L^2} \right)^{0,25} (\cos \theta)^{0,5} \quad (6.87)$$

для их эксцентричного расположения.

Как было отмечено выше, для кольцевого канала выражение для внешнего притока тепла (6.47) будет выглядеть иначе, поскольку тепло в данном случае может передаваться не только через стенку внешней, но и через стенку внутренней трубы. Пусть T_i – известная температура внутренней стенки трубы, тогда справедливо выражение:

$$q = 4 \lambda \text{Nu} \left(\frac{(T_b - T)}{d_2^2} + \frac{(T_i - T)}{d_1^2} \right). \quad (6.88)$$

Для замыкания системы определяющих уравнений запишем начальные и граничные условия задачи для двух различных постановок задачи.

Первая постановка аналогична той, которая формулировалась для случая цилиндрической трубы: в начальный момент времени задаются или рассчитываются распределения всех параметров, после чего на левой границе поддерживаются постоянные значения объёмной концентрации, обводнённости, скорости и температуры, а на правой давлении. В этом случае справедливы уравнения (6.75) – (6.76).

Вторая постановка задачи моделирует движение жидкости в затрубном пространстве скважины, когда известно давление в затрубном пространстве и на приёме насоса, а длина столба газожидкостной смеси подлежит определению. В этом случае в качестве граничных условий будут выступать:

$$\alpha_g(0, t) = \alpha_g^0, \quad n(0, t) = n^0, \quad p(0, t) = p_1^0, \quad T(0, t) = T^0, \quad (6.89)$$

$$u_l(L, t) = \frac{dL}{dt}, \quad p(L, t) = p_2^0. \quad (6.90)$$

Поскольку перепад давления в данном случае является фиксированным (постоянным или переменным), то длина столба газожидкостного потока L будет определяться таким образом, чтобы обеспечить этот перепад.

Течение в насоснокомпрессорных трубах

Течение газожидкостного потока в НКТ с точки зрения математической модели идентично течению многофазной среды в обсадной колонне, поскольку и в том и в другом случаях сечение трубного элемента представляет собой окружность. Поэтому для НКТ будет справедлива математическая модель, изложенная выше.

Результаты тестирования математической модели

Сходимость и устойчивость численного решения исследована на примере расчёта нестационарного течения в вертикальной трубе круглого поперечного сечения. Для этого рассмотрена задача с начальными условиями,

приведёнными в Таблице 6.1. В начальный момент времени течение жидкости в трубе считается установившимся с постоянным притоком жидкости на нижнем конце трубы $95 \text{ м}^3/\text{сут}$ при температуре $100 \text{ }^\circ\text{C}$, обводнённости добываемой продукции 50% и доле газа 10% . Давление задаётся на верхнем конце трубы и равно 30 атм .

Таблица 6.1 – Начальные условия

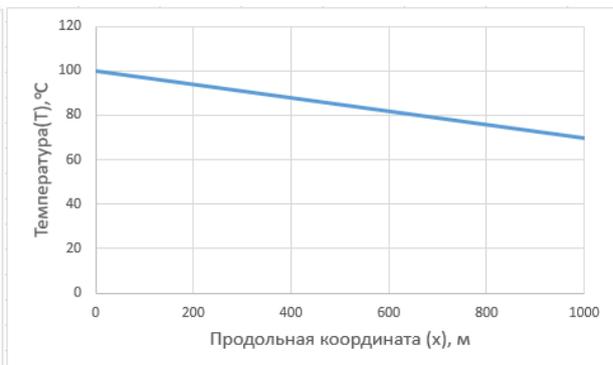
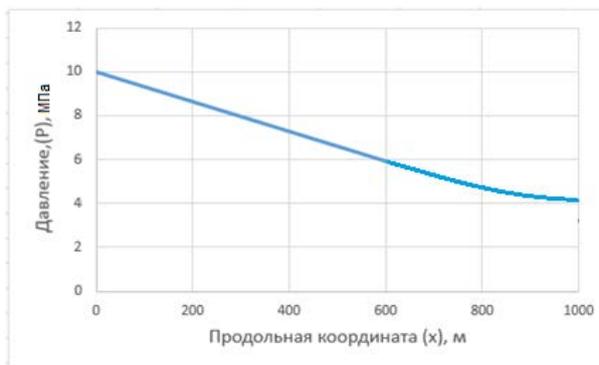
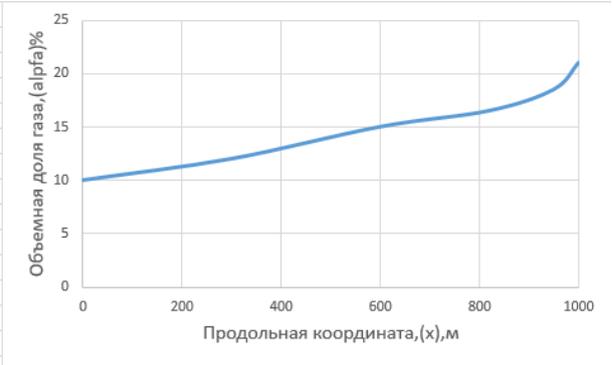
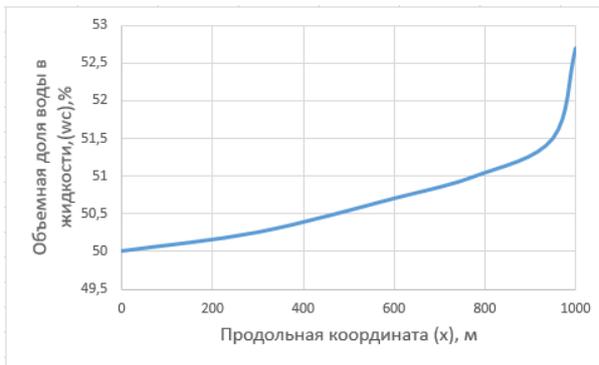
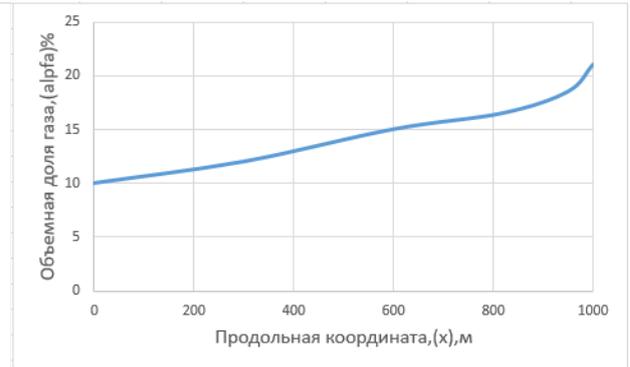
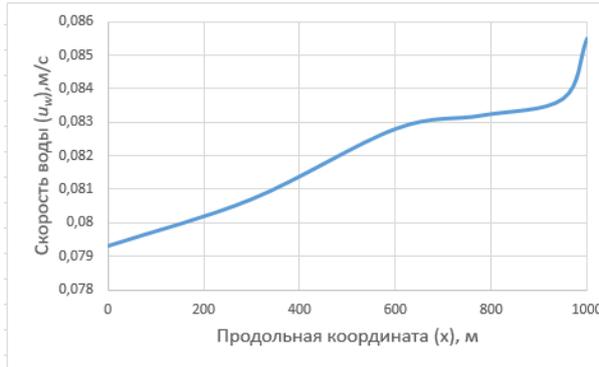
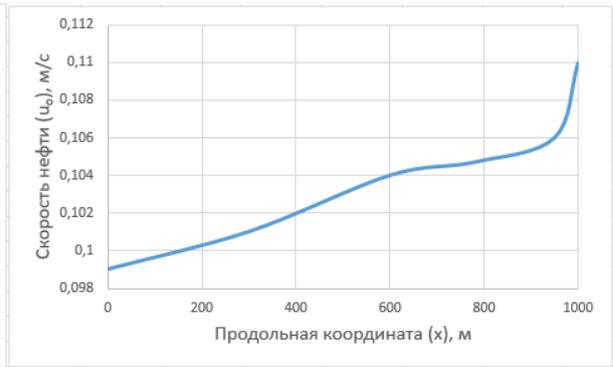
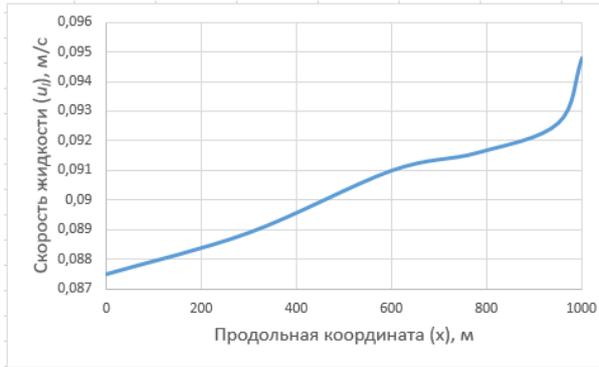
Внутренний диаметр, мм	130
Угол наклона к вертикали, градус	0
Шероховатость, мм	0,1
Плотность воды в стандартных условиях, кг/м ³	1000
Плотность нефти в стандартных условиях, кг/м ³	780
Плотность газа в стандартных условиях, кг/м ³	1,224
Растворимость газа при температуре на нижнем конце трубы, м ³ /м ³	50
Градиент температуры стенки трубы, К/м	0,03
Приток жидкости на нижнем конце трубы, м ³ /сут	100,0
Доля воды в жидкости на нижнем конце трубы	0,50
Температура на нижнем конце трубы, °C	100,0
Давление на верхнем конце трубы, атм	30,0
Доля газа на нижнем конце трубы, %	10,0

Для того чтобы определить одно из граничных условий, скорость жидкости на нижнем конце трубы u_l из значения притока жидкости Q_l при $x = 0$, решается система уравнений:

$$\rho_l u_l = n \rho_w u_w + (1 - n) \rho_o u_o, \quad (6.91)$$

$$Q_l = (1 - \alpha_g)(n u_w + (1 - n) u_o) A. \quad (6.92)$$

Распределения основных параметров задачи при установившемся режиме течения представлены на Рисунке 6.8. Численное решение получено на равномерной пространственной сетке размерностью 160 ячеек методом установления.



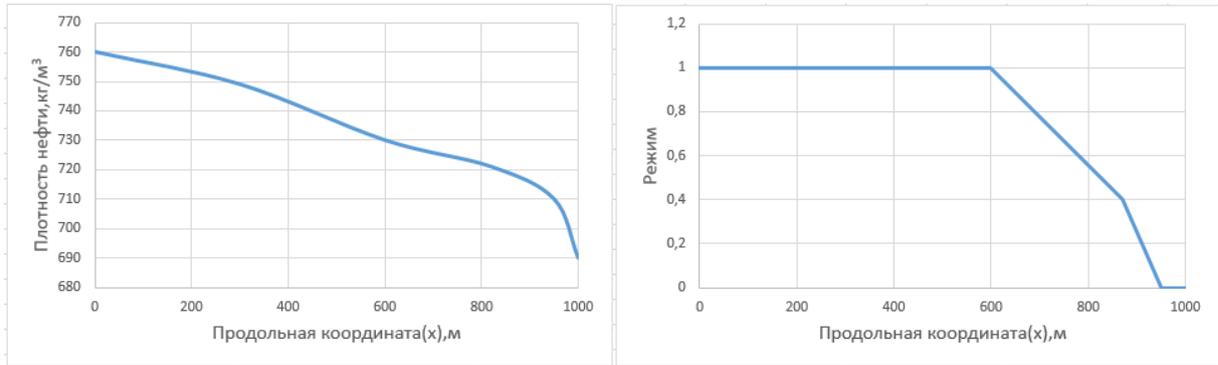


Рисунок 6.8 – Начальные распределения параметров

Далее, приняв полученные распределения за начальные, рассмотрим случай, когда на верхнем конце трубы происходит скачкообразное падение давления от 30 до 29 атм. В этом случае образуется дополнительный перепад давления, провоцирующий образование волны сжатия, распространяющейся по направлению к началу трубы. На Рисунке 6.9 показана эволюция волны сжатия с интервалом в 1 сек. в течение первых 5 сек.

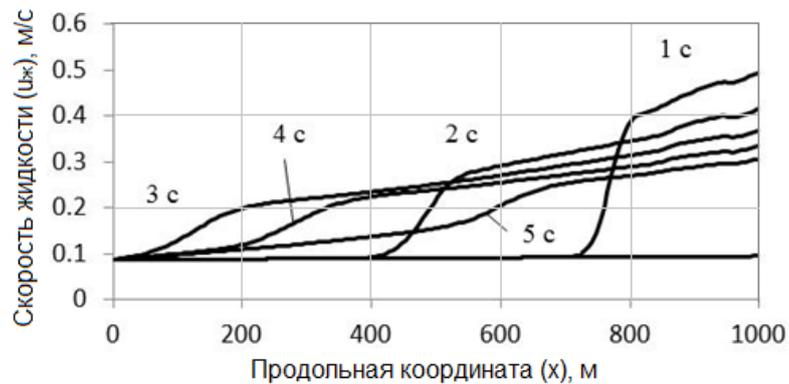


Рисунок 6.9 – Пространственные распределения скорости жидкости вдоль трубы в различные моменты времени при мгновенном падении давления на её верхнем конце

Численное решение получено на равномерной пространственной сетке, состоящей из 160 ячеек с временным шагом, выбранным из условия устойчивости Куранта-Фридрикса-Леви [154]. Как следует из данных Рисунка 6.9, при резком снижении давления на верхнем конце трубы происходит образование волны сжатия, которая перемещается сверху вниз, и в течение

примерно 3 сек. достигает нижнего конца трубы. Далее волна отражается и движется в обратном направлении, при этом по мере распространения профиль волны сжатия размывается. На Рисунке 6.10 представлен график эволюции дебита жидкости от времени для начальных условий (Таблица 6.1).

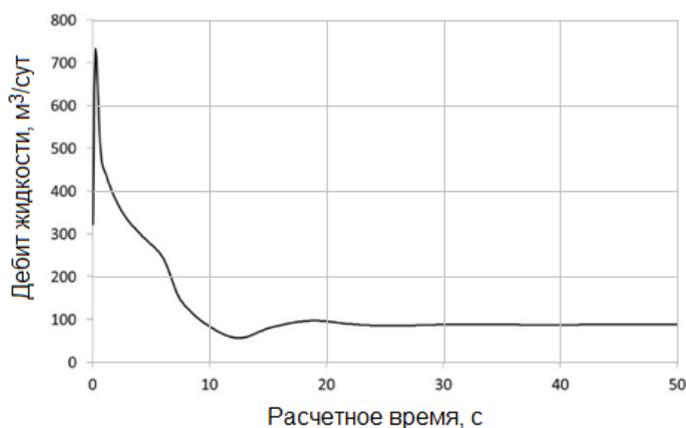


Рисунок 6.10 – Зависимость дебита жидкости от времени

Как следует из результатов расчётов, вскоре после того, как на верхнем участке трубы снизилось давление, дебит жидкости в этой точке вырос до 750 м³/сут, после чего так же быстро понизился до 50 – 60 м³/сут. В дальнейшем его значение в течение 50 сек. стабилизировалось на уровне расхода 86 м³/сут, который близок к начальному дебиту 85 м³/сут.

Отметим, что разница в относительных скоростях газа, нефти и воды приводит к тому, что такие параметры как газожидкостный фактор или обводнённость, определяемые как отношение расходов, составляющих многофазные смеси, могут сильно отличаться от объёмных долей газа и доли воды в жидкости, соответственно. В рассмотренном примере газожидкостный фактор в текущих условиях вдоль трубы возрастает в четыре раза – от 0,4 до 1,5 м³/м³, при этом объёмная доля газа увеличивается лишь в два раза – от 10 до 21%, соответственно. Такое поведение объясняется тем, что фазовая скорость газа, рассчитанная в этих точках, возрастает в два раза, в то время как скорость жидкости изменяется незначительно. Объёмная доля воды в жидкости при течении вдоль трубы увеличивается от 50 до 53%, при этом, за

счёт разницы в скоростях воды и нефти, обводнённость жидкости в этих точках равна 45 и 47 %, соответственно.

Исследуем влияние основных параметров задачи, таких как дебит жидкости и доля газа на нижнем конце на время достижения установившегося режима течения в трубе. На Рисунке 6.11 приведены графики зависимостей дебита жидкости от времени для трёх различных значений расхода жидкости на нижнем конце трубы: 1, 95 и 1000 м³/сут. Из приведённых на Рисунке данных следует, что перепад давления на верхнем конце трубы на 1 атм в случае притока на нижнем конце, равном 1000 м³/сут, не приводит к заметному колебанию дебита жидкости, максимальное значение которого равно 1150 м³/сут, а минимальное значение достигается с течением времени, и в конце первой минуты составляет 873 м³/сут.

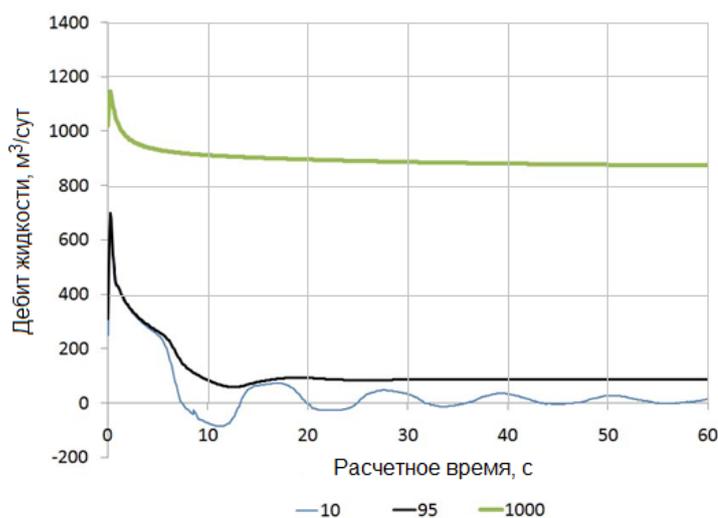


Рисунок 6.11 – Зависимость дебита жидкости от времени для трёх значений расхода жидкости на нижнем конце трубы: 10, 95 и 1000 м³/сут.

При дебите 10 м³/сут, напротив, изменение дебита в первые секунды превышает 500 м³/сут, после чего наступает продолжительный период колебаний. По истечении 1 мин. времени амплитуда колебаний равна 20 атм.

На Рисунке 6.12 приведены графики зависимости дебита жидкости от времени для трёх значений объёмной доли газа на нижнем конце трубы: 1, 10 и 50 %.

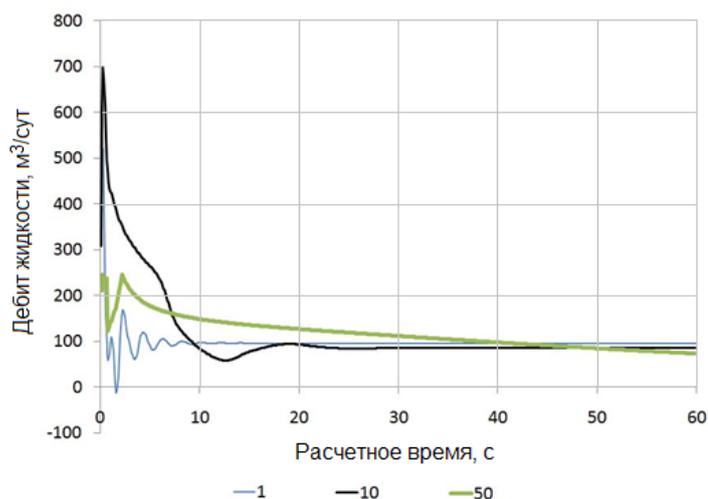


Рисунок 6.12 – Зависимость дебита жидкости от времени для трёх значений объёмной доли газа на нижнем конце трубы: 1, 10 и 50 %

Из данных Рисунка 6.12 следует, что при увеличении доли газа на входе в трубу, продолжительность выхода на стационарный режим возрастает, что связано главным образом с тем, что при увеличении газосодержания скорость звука в среде уменьшается.

6.3 Разработка квазистационарной математической модели установки электроцентробежного насоса

Описание модели установки электроцентробежного насоса, включающей центробежный насос и погружной электродвигатель

Поскольку суммарная длина погружной части УЭЦН, включающая насос, ПЭД, гидрозащиту и газосепаратор, как правило, составляет не более 20 – 30 м, то в одном временном масштабе переходный процесс газожидкостного течения по длине УЭЦН будет выглядеть в виде ступеньки по сравнению с переходным процессом в НКТ. Поэтому в системе скважина-насос динамику течения в УЭЦН можно рассматривать в квазистационарной постановке.

Исходя из этого, будем полагать, что параметры многофазного потока в любом сечении подземной части УЭЦН являются однозначными функциями параметров среды на входе в кольцевое пространство между двигателем и

обсадной колонной (сечение 1 на Рисунке 6.13), а именно, скорости жидкости u_{l1} , объёмной доли газа α_{g1} с учётом проскальзывания газовой фазы в жидкости, давления p_1 , доли воды в жидкости n_1 и температуры T_1 .

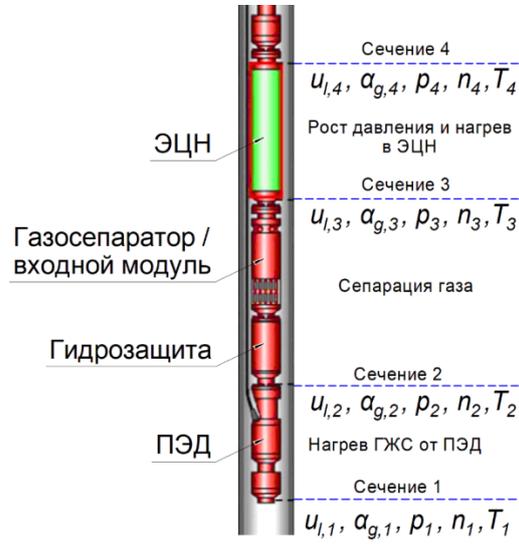


Рисунок 6.13 – Расчётная схема УЭЦН

В соответствии с процессами, происходящими при течении пластовой жидкости через элементы подземной части УЭЦН (увеличение давления, нагрев жидкости, сепарация газа), можно выделить следующие характерные сечения:

– сечение 2 – на выходе ПЭД, при этом в пространстве 1–2 происходит нагрев жидкости за счёт выделения энергии двигателя;

– сечение 3 – на приёме насоса, при этом в пространстве 2–3 происходит отделение части свободного газа за счёт его сепарации – естественной и искусственной (в газосепараторе);

– сечение 4 – на выкиде насоса, при этом в пространстве 3–4 одновременно происходит рост давления газожидкостной смеси и её нагрев.

Таким образом, задача состоит в определении в каждом j -ом сечении скорости жидкости u_{ij} (м/с), объёмной доли газа с учётом проскальзывания α_{gj} , давления p_j (Па), объёмной доли воды n_j и температуры T_j (К), а также вспомогательных параметров, таких как, объёмная доля газа без учёта

проскальзывания (в предположении, что жидкость и газ движутся с одинаковой скоростью):

$$\beta_{g,j} = \frac{\alpha_{g,j} u_{g,j}}{\alpha_{g,j} u_{g,j} + (1 - \alpha_{g,j}) u_{l,j}}, \quad (6.93)$$

Тогда дебит нефти (т/сут)

$$Q_{o,j} = 86400(1 - \alpha_{g,j})(1 - n_j) \rho_o(p_j, T_j) u_{o,j} S_j, \quad (6.94)$$

дебит воды (м³/сут)

$$Q_{w,j} = 86400(1 - \alpha_{g,j}) n_j u_{w,j} S_j, \quad (6.95)$$

дебит жидкости (м³/сут)

$$Q_{l,j} = Q_{o,j} + Q_{w,j}, \quad (6.96)$$

дебит жидкости, приведённый к стандартным условиям (м³/сут)

$$Q_{l,j}^0 = Q_{o,j} \frac{\rho_o^0}{\rho_o(p_j, T_j)} + Q_{w,j}, \quad (6.97)$$

дебит газа (м³/сут)

$$Q_{g,j} = 86400 \alpha_{g,j} u_{g,j} S_j, \quad (6.98)$$

дебит газа, приведённый к стандартным условиям (м³/сут)

$$Q_{g,j}^0 = Q_{g,j} \frac{\rho_g^0}{\rho_g(p_j, T_j)}, \quad (6.99)$$

дебит смеси (м³/сут)

$$Q_j = Q_{l,j} + Q_{g,j}, \quad (6.100)$$

плотность смеси (кг/м³)

$$\rho_j = \alpha_{g,j} \rho_g(p_j, T_j) + (1 - \alpha_{g,j}) (n_j \rho_w^0 + (1 - n_j) \rho_o(p_j, T_j)). \quad (6.101)$$

Здесь $u_{w,j}$, $u_{o,j}$ и $u_{g,j}$ – скорости воды, нефти и газа (м/с), соответственно, которые являются функциями скорости жидкости $u_{l,j}$, S_j – площадь j -го сечения (м).

При обтекании погружного электродвигателя жидкостью давление смеси изменяется несущественно, поэтому:

$$p_2 = p_1,$$

но при этом происходит её нагрев.

Нагрев жидкости, обтекающей двигатель, может быть определён по формуле:

$$\Delta T_f = \frac{W'(1-\eta')}{\rho c_p Q}, \quad (6.102)$$

где W' и η' – потребляемая мощность (Вт) и КПД двигателя, соответственно;

ρ , c_p и Q – плотность (кг/м³), теплоёмкость (Дж/(кг)) и дебит многофазного потока (м³/с), соответственно.

Поскольку при течении смеси от сечения 1 к сечению 2 происходит изменение параметров потока, то эти значения берутся равными среднему арифметическому соответствующих параметров.

Таким образом, температура жидкости в сечении 2 равна

$$T_2 = T_1 + \Delta T_f, \quad (6.103)$$

После того, как из формул (6.101) и (6.103) определены значения давления p_2 и температуры T_2 после ПЭД, можно рассчитать остальные параметры многофазного потока. Их значения определяются из законов сохранения массы газа, воды и нефти, записанных на входе и выходе из ПЭД в предположении, что диаметр проходного сечения остаётся неизменным:

$$[\alpha_g \rho_g u_g] = \Gamma_{og}, \quad (6.104)$$

$$[(1-\alpha_g) n u_w] = 0, \quad (6.105)$$

$$[(1-\alpha_g)(1-n) \rho_o u_o] = -\Gamma_{og}. \quad (6.106)$$

Выражения в квадратных скобках обозначают разность значений на выкиде и входе в насос. Если расписать эти равенства с учётом выражения для скорости массообмена, то получим следующую систему уравнений:

$$\begin{aligned} & \alpha_{g,2} \rho_g (p_2, T_2) u_{g,2} - \alpha_{g,1} \rho_g (p_1, T_1) u_{g,1} = \\ & = -\rho_{g0} \left((1-\alpha_{g,2})(1-n_2) u_{o,2} R_s(p_2, T_2) - (1-\alpha_{g,1})(1-n_1) u_{l,1} R_s(p_1, T_1) \right), \end{aligned} \quad (6.107)$$

$$(1 - \alpha_{g,2})n_2 u_{w,2} - (1 - \alpha_{g,1})n_1 u_{w,1} = 0, \quad (6.108)$$

$$(1 - \alpha_{g,2})(1 - n_2)\rho_o(p_2, T_2)u_{o,2} - (1 - \alpha_{g,1})(1 - n_1)\rho_o(p_1, T_1)u_{o,1} = \\ = \rho_{g0} \left((1 - \alpha_{g,2})(1 - n_2)u_{l,2}R_s(p_2, T_2) - (1 - \alpha_{g,1})(1 - n_1)u_{l,1}R_s(p_1, T_1) \right), \quad (6.109)$$

которую можно решить относительно неизвестных $\alpha_{g,2}$, $u_{l,2}$ и n_2 . После этого определяются значения остальных параметров в сечении 2 по формулам (6.101) – (6.109).

Расчёт перепада давления в насосе при заданных во времени давлениях на приёме и выкиде насоса

После двигателя многофазный поток направляется на приём насоса, либо сначала на приём газосепаратора, а затем на приём насоса. При этом не происходит изменения давления и температуры, но часть газа отделяется в затрубное пространство скважины. Кроме этого изменяется проходное сечение: если для сечений 1 и 2 оно равно

$$S_1 = S_2 = \frac{\pi}{4} (d_{tube}^2 - d_{motor}^2), \quad (6.110)$$

где d_{tube} – внутренний диаметр обсадной колонны (м);

d_{motor} – внешний диаметр ПЭД (м), то для сечения 3 справедливо равенство

$$S_3 = \frac{\pi}{4} d_{pump}^2, \quad (6.111)$$

где d_{pump} – внутренний диаметр статора ЭЦН (м).

Уравнения сохранения масс будут выглядеть следующим образом:

$$\alpha_{g,3} u_{g,3} S_3 - \Psi \alpha_{g,2} u_{g,2} S_2 = 0, \quad (6.112)$$

$$(1 - \alpha_{g,3})n_3 u_{w,3} S_3 - (1 - \alpha_{g,2})n_2 u_{w,2} S_2 = 0, \quad (6.113)$$

$$(1 - \alpha_{g,3})(1 - n_3)u_{o,3} S_3 - (1 - \alpha_{g,2})(1 - n_2)u_{o,2} S_2 = 0. \quad (6.114)$$

Здесь Ψ – доля газа, поступившая после ПЭД и попавшая в насос:

$$\Psi = (1 - K_{nat})(1 - K_{gh}), \quad (6.115)$$

где K_{nat} – коэффициент естественной сепарации газа;

K_{gh} – коэффициент сепарации газосепаратора.

Коэффициент сепарации газосепаратора является исходным параметром, который задаётся. Коэффициент естественной сепарации газа зависит от параметров многофазного потока и геометрии подземной части УЭЦН и рассчитывается по формуле Marquez [22]:

$$K_{nat} = 1 - (M + m_s), \quad (6.116)$$

где

$$m_s = \frac{4Q_{l,3}}{86400\pi(d_{tube}^2 - d_{pump}^2)u_\infty}, \quad (6.117)$$

$$M = -\frac{ab + c(m_s)^d}{b + (m_s)^d}. \quad (6.118)$$

Здесь u_∞ – скорость всплытия пузырьков газа в жидкости (м/с), $a = -0,0093$, $b = 57,758$, $c = 34,4$, $d = 1,308$ – эмпирические константы.

Рассмотрим одну ступень электроцентробежного насоса и предположим, что известны параметры газожидкостной среды на входе в неё: скорость жидкости $u_{l,in}$, объёмная доля газа $\beta_{g,in}$ без учёта проскальзывания, давление p_{in} , доля воды в жидкости n_{in} и температура T_{in} (Рисунок 6.14).

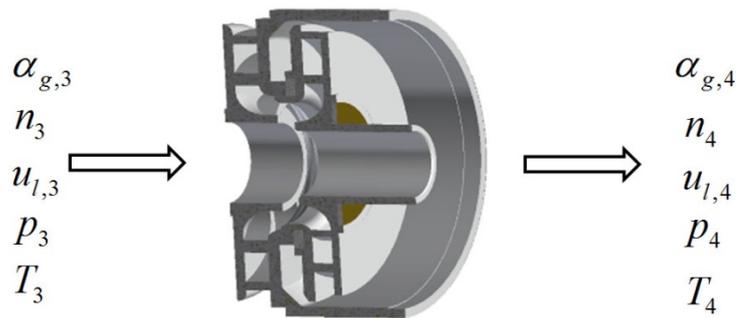


Рисунок 6.14 – Постановка задачи для ЭЦН

При этом

$$\beta_{g,in} = \frac{\alpha_{g,in} u_{g,in}}{\alpha_{g,in} u_{g,in} + (1 - \alpha_{g,in}) u_{l,in}}, \quad (6.119)$$

где $\alpha_{g,in}$ – объёмная доля газа с учётом проскальзывания;

$u_{g,in}$ – скорость газа.

Требуется определить параметры на выходе из ступени $\beta_{g,out}$, $u_{l,out}$, P_{out} , n_{out} , T_{out} .

Использование паспортных характеристик ступени центробежного насоса на воде

Предположим, что известны рабочие характеристики работы насоса на воде, т.е. зависимость напора H (м), мощности W (Вт) и коэффициента полезного действия ЭЦН η от дебита жидкости при фиксированной частоте вращения вала насоса ψ_0 (Гц), (Рисунок 6.15).

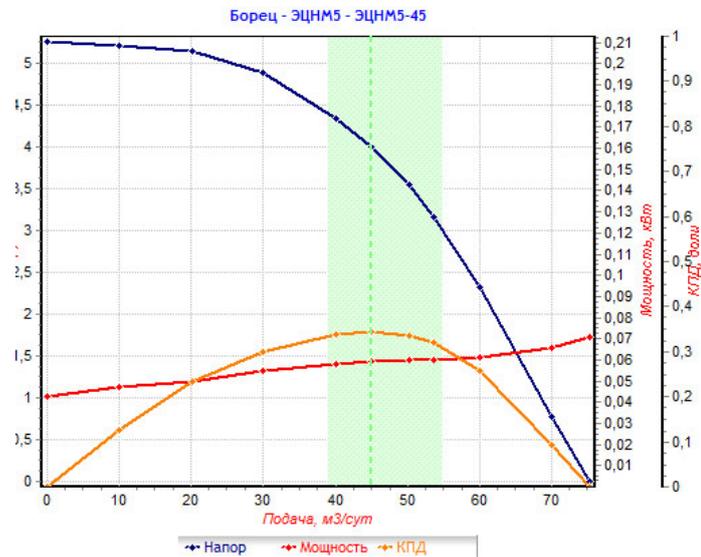


Рисунок 6.15 – Пример графиков рабочих характеристик ЭЦН (информация из каталога программы RosPump)

Учёт эффектов деградации характеристик насоса

С учётом известного напора, давление смеси на выкиде из рабочей ступени насоса может быть определено по формуле:

$$p_{out} = p_{in} - \rho_{in} g H D_{gas} D_{\mu} \left(\frac{\psi}{\psi_0} \right)^2. \quad (6.120)$$

Здесь $\rho_{in} = \beta_{g,in} \rho_{g,in} + (1 - \beta_{g,in}) \rho_{l,in}$ (6.121) – плотность газожидкостной смеси на входе в ступень насоса (кг/м³);

D_{gas} – коэффициент деградации напора из-за влияния газа;

D_{μ} – коэффициент деградации насоса из-за влияния вязкости;

ψ – фактическая частота тока насоса (Гц).

Подробно остановимся на определении коэффициентов деградации напора из-за влияния газа и вязкости жидкости. Для расчёта коэффициента деградации напора ЭЦН из-за влияния газа воспользуемся подходом, предложенным в работе Duran and Prado [155], в которой исследовалась зависимость деградации напора насоса для водовоздушной смеси от входного газосодержания и режима течения многофазного потока. Согласно экспериментальным данным (Рисунок 6.16), по мере роста объёмного содержания газа в жидкости происходит переход от пузырькового режима течения к снарядному (с устойчивой газовой каверной), который сопровождается резким провалом на кривой напора.

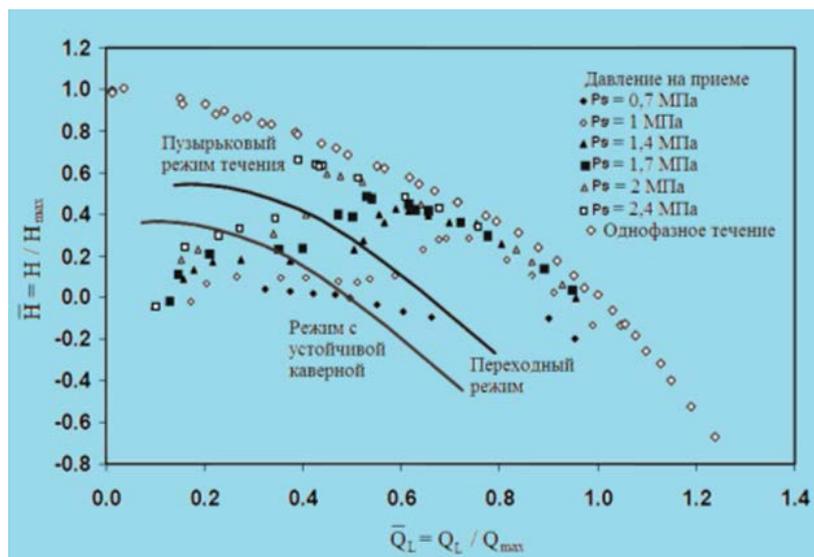


Рисунок 6.16 – Границы режимов течения газожидкостной смеси в межлопаточных каналах электроцентробежного насоса

Образовавшиеся газовые каверны блокируют течение жидкости, в результате чего напор насоса резко уменьшается по сравнению с напором насоса на чистой жидкости. Пусть Q_{\max} – максимальный дебит насоса при нулевом напоре, м³/сут (крайняя правая точка кривой напора на Рисунке 6.15), тогда дебиты жидкости и газа на входе в ступень насоса (м³/сут):

$$Q_l = 86400 \frac{\pi d_{pump}^2 (1 - \beta_{g,in}) u_{l,in}}{4}, \quad Q_g = 86400 \frac{\pi d_{pump}^2 \beta_{g,in} u_{l,in}}{4} \quad (6.122)$$

Коэффициент деградации по газу для пузырькового режима течения жидкости определится по корреляции Duran and Prado [155]:

$$D_{gas}^b = \frac{1}{0,843} \left(0,85 - \frac{0,85 - 0,843 \frac{\rho_{in}}{\rho_{l,in}}}{(1 - \beta_{g,in})^{1,622}} \right), \quad (6.123)$$

а для снарядного режима по формуле:

$$D_{gas}^{sl} = 0,471 - 0,216 \ln \left(\beta_{g,in} \frac{Q_g}{Q_{\max}} \right). \quad (6.124)$$

Критерий наличия пузырькового режима течения жидкости имеет вид:

$$Q_l < Q_{l,crit}^b = Q_{\max} \left(\frac{-0,843 \left(\frac{\rho_{in}}{\rho_{l,in}} \right) + 0,85}{5,58 \left(\frac{\rho_{g,in}}{\rho_{l,in}} \right) + 0,098} \right)^5. \quad (6.125)$$

Аналогичный критерий для снарядного режима движения жидкости:

$$Q_l < Q_{l,crit}^{sl} = 1,6213 Q_{\max} \left(\frac{Q_g}{Q_{\max}} \right)^{0,435}. \quad (6.126)$$

Введём параметр:

$$\xi = \max \left(\min \left(\frac{Q_l - Q_{l,crit}^b}{Q_{l,crit}^{sl} - Q_{l,crit}^b}, 0 \right), 1 \right), \quad (6.127)$$

тогда окончательно получим:

$$D_{gas} = \xi D_{gas}^b + (1 - \xi) D_{gas}^{sl}. \quad (6.128)$$

Для расчёта коэффициента деградации напора из-за влияния вязкости, воспользуемся идеологией, предложенной в работе Stepanoff [156], согласно которой при изменении вязкости перекачиваемой жидкости параметр быстроходности, равный:

$$N_s = \frac{\psi Q_{ber}^{1/2}}{H_{ber}^{3/4}}, \quad (6.129)$$

где Q_{ber} и H_{ber} – дебит и напор в точке максимального КПД насоса, остаётся постоянным.

Из уравнения (6.129) следует, что при постоянной частоте тока выполняется равенство:

$$\frac{Q_{ber}}{Q_{ber}^w} = \left(\frac{H_{ber}}{H_{ber}^w} \right)^{3/2} = D_\mu^{3/2}, \quad (6.130)$$

В работе Stepanoff [156] установлена экспериментальная зависимость:

$$D_\mu = 1 - \exp(-0,079 \cdot St^{0,298}), \quad (6.131)$$

где St – так называемое число Степанова, которое является размерным и вычисляется по формуле:

$$St = 108,7 \frac{\psi Q_{ber} \rho_{in}}{\mu_{in} \sqrt{H_{ber}^w}}. \quad (6.132)$$

Здесь Q_{ber}^w и H_{ber}^w – дебит ($\text{м}^3/\text{с}$) и напор (м) в точке максимального КПД насоса на воде;

μ_{in} – вязкость среды (Па·с).

Таким образом, для определения коэффициента деградации напора по вязкости D_μ , необходимо решить систему уравнений (6.130) – (6.132).

Тепловой поток от ступени насоса к жидкости будет равен

$$q = \frac{W(1-\eta)}{L}, \quad (6.133)$$

где с учётом прежних обозначений L – длина ступени насоса (м).

Будем считать, что этот тепловой поток полностью расходуется на нагрев протекающей жидкости, поскольку снаружи насос «заключён» в термостат, образуемый пузырьками газа с низкими теплопроводными свойствами. Тогда нагрев жидкости в одной ступени насоса будет определяться зависимостью:

$$c_v \rho_{in} (Q_l + Q_g) (T_{out} - T_{in}) = qL, \quad (6.134)$$

где c_v – теплоёмкость газожидкостной смеси (Дж/(кг·К)).

Давление на выкиде ЭЦН определится по формуле:

$$p_4 = p_3 + \sum_{i=1}^N (p_{out,i} - p_{in,i}), \quad (6.135)$$

где N – число ступеней насоса,

а соответствующая ему температура может быть определена из выражения:

$$T_4 = T_3 + \sum_{i=1}^N (T_{out,i} - T_{in,i}). \quad (6.136)$$

Остальные параметры определяются из уравнений сохранения массы. Следует отметить, что при расчёте скачка потока массы в каждой ступени насоса используется доля газа без учёта проскальзывания, а скорости всех фаз считаются равными.

После того, как найдены параметры многофазного потока при течении в сечениях 3 и 4, определяются характеристики насоса.

Частота тока ЭЦН, или частота вращения вала ПЭД, отличаются от входной частоты, передаваемой на обмотки ПЭД, из-за эффекта проскальзывания. Если известна нагрузка на ПЭД (отношение потребляемой и номинальной мощностей двигателя), то коэффициент проскальзывания может быть найден из характеристики ПЭД, после чего определяется фактическая частота тока ЭЦН ψ (Гц).

Длина ЭЦН (м) рассчитывается как произведение длины ступени L на число ступеней N :

$$L_{pump} = LN. \quad (6.137)$$

Номинальный напор насоса (м)

$$H_{pump} = \sum_{i=1}^N H_{bep,i}^w. \quad (6.138)$$

Фактический напор насоса (м):

$$H_{fact} = \sum_{i=1}^N H_i D_{gas,i} D_{\mu,i} \left(\frac{\psi}{\psi_0} \right)^2. \quad (6.139)$$

Общий коэффициент сепарации газа:

$$K_{sep} = 1 - (1 - K_{nat})(1 - K_{gh}). \quad (6.140)$$

Полезная мощность (Вт)б:

$$N_{pump,out} = \sum_{i=1}^N \frac{(P_{out,i} - P_{in,i})(Q_{l,i} + Q_{g,i})}{86400}. \quad (6.141)$$

Потребляемая мощность (Вт):

$$N_{pump,in} = \sum_{i=1}^N W_i. \quad (6.142)$$

КПД насоса (%):

$$\eta_{pump} = 100 \frac{N_{pump,out}}{N_{pump,in}}. \quad (6.143)$$

Деградация ЭЦН из-за влияния газа:

$$D_{pump,gas} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N D_{gas,i}. \quad (6.144)$$

Деградация ЭЦН из-за влияния вязкости жидкости:

$$D_{pump,\mu} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N D_{\mu,i}. \quad (6.145)$$

Расчёт температуры электродвигателя с внешним охлаждением

Условно, общую температуру электродвигателя можно разбить на следующие составляющие (Skoczylas and Alhanati) [157]:

$$T_w = T_a + \Delta T_f + \Delta T_s + \Delta T_w. \quad (6.146)$$

где T_w – температура нагрева обмоток ПЭД (К);

T_a – температура пластового флюида (К);

ΔT_f – нагрев флюида охлаждения (К);

ΔT_s – нагрев стенки ПЭД (К);

ΔT_w – нагрев обмоток статора ПЭД (К).

Перепад температуры между стенкой ПЭД и пластовой жидкостью равен:

$$\Delta T_s = \frac{W'(1-\eta')}{\pi h d_{motor} L'}, \quad (6.147)$$

где d_{motor} и L' – диаметр (м) и длина ПЭД (м), h – коэффициент теплообмена ПЭД и пластового флюида:

$$h = \frac{\lambda Nu}{d_{motor}}, \quad (6.148)$$

где λ – теплопроводность газожидкостной смеси (Дж/(кг·К·с)):

$$\lambda = \alpha_g \lambda_g + (1 - \alpha_g)(n \lambda_w + (1 - n) \lambda_o). \quad (6.149)$$

Число Нуссельта Nu , приведённое в Таблице 6.2 для фиксированных значений d_{motor}/d_{tube} , может быть приближенно описано функцией:

$$Nu_{lam} = 4,605 \left(\frac{d_{motor}}{d_{tube}} \right)^{-0,457}. \quad (6.150)$$

Таблица 6.2 – Зависимость числа Нуссельта для ламинарного режима течения в кольцевом канале от соотношения внешнего и внутреннего диаметров

d_{motor}/d_{tube}	0,02	0,05	0,1	0,2	0,25	0,4	0,5	0,6	0,8	1,0
Nu	32,7	17,81	11,91	8,499	7,753	6,583	6,181	5,912	5,58	5,385

Для турбулентного режима течения будем использовать зависимость Incropera, Dewitt [158]

$$\text{Nu}_{tur} = \frac{0,125 f (\text{Re} - 1000) \text{Pr}}{1 + 4,49 \sqrt{f} (\text{Pr}^{2/3} - 1)}. \quad (6.151)$$

где f – коэффициент гидравлического трения, учитывающий геометрию кольцевого канала;

$$\text{число Прандтля } \text{Pr} = \frac{\mu c_p}{\lambda}; \quad (6.152)$$

$$\text{число Рейнольдса для кольцевого канала } \text{Re} = \frac{u(d_{tube} - d_{motor})\rho}{\mu}. \quad (6.153)$$

Число Нуссельта в области перехода от ламинарного к турбулентному режиму течения определяется как:

$$\text{Nu} = \text{Nu}_{lam} + \frac{\max(\min(\text{Re} - 2000, 1000), 0)}{1000} (\text{Nu}_{turb} - \text{Nu}_{lam}). \quad (6.154)$$

Для рассматриваемой модели ПЭД будем считать, что нагрев флюида охлаждения является постоянным, по умолчанию равным 20 °С.

$$\Delta T_f = \text{const} \quad (6.155)$$

Использование паспортных характеристик погружного двигателя

Остальные характеристики ПЭД определяются из паспортных данных и рассчитанных характеристик ЭЦН.

Полезная мощность (Вт)

$$N_{motor,out} = N_{pump,in}. \quad (6.156)$$

Нагрузка (%)

$$\xi = 100 \frac{N_{motor,out}}{N_{nom}}. \quad (6.157)$$

КПД, загрузка (%) и $\cos\phi$ для ПЭД определяются из паспортных характеристик для известной нагрузки ξ .

Потребляемая мощность (Вт)

$$N_{motor,in} = \frac{N_{motor,out}}{\eta_{motor}}. \quad (6.158)$$

В заключение следует отметить, что алгоритм определения параметров многофазного потока и характеристик насоса и ПЭД является итерационным. Например, частоту вращения вала ПЭД можно определить, зная лишь его нагрузку по паспортной кривой, которая, в свою очередь, будет определяться через мощность, развиваемую ЭЦН. Поэтому последовательность действий, изложенных в предыдущих разделах, будет повторяться до тех пор, пока не будет достигнута сходимости по параметру ψ .

Результаты тестирования математической модели

Для тестирования расчётного модуля проводилось сравнение результатов расчётов, выполненных в нём, и в программе подбора погружного оборудования RosPump на примере реальных установок ЭЦН и ПЭД.

Исходные параметры для расчёта приведены в Таблице 6.3. В качестве модели ЭЦН использовались характеристики насоса ЭЦНМ5А-250, в качестве модели ПЭД – ЭДБ45-117 В5.

Таблица 6.3 – Исходные параметры для проведения сравнительных расчётов

Параметр	Значения
Глубина подвески насоса, м	1000
Внутренний диаметр обсадной колонны, мм	153,4
Угол наклона скважины к вертикали	0
Плотность воды в стандартных условиях, кг/м ³	1000
Плотность нефти в стандартных условиях, кг/м ³	860
Плотность газа в стандартных условиях, кг/м ³	0,8
Газовый фактор, м ³ /м ³	58,1
Объёмная доля газа без проскальзывания, %*	23,8
Давление на приёме ЭЦН, атм	50
Доля воды в жидкости, %	20
Температура, °С	45,4
Дебит жидкости в стандартных условиях, м ³ /сут	200
Количество ступеней ЭЦН	84
Диаметр ЭЦН, мм	103
Коэффициент сепарации газосепаратора	0,7
Номинальная частота тока ПЭД, Гц	50
Длина ПЭД, м	4,7
Диаметр ПЭД, мм	117
Номинальная мощность тока ПЭД, кВт	45
Номинальный ток, А	27,3

* При расчёте оборудования модуль RosPump, в отличие от расчётного модуля, оперирует долей газа без проскальзывания

В Таблице 6.4 приведены расчётные параметры, полученные в модуле «УЭЦН» и программе RosPump. При расчётах в модуле «УЭЦН» массообмен в насосе не учитывался, чтобы соответствовать настройкам модуля RosPump.

Таблица 6.4 – Расчётные параметры в модуле «УЭЦН» и программе RosPump

Параметр	Значение в модуле «УЭЦН»	Значение в RosPump	Абсолют. откл.	Отн. откл, %
Объёмная доля газа без проскальзывания перед ЭЦН, %	9,9	8	1,9	19,19
Объёмная доля газа без проскальзывания после ЭЦН, %	6,3	5	1,3	20,63
Давление на выкиде ЭЦН, атм	81,8	82	0,2	-0,24
Температура после ПЭД, °С	46,1	46,2	0,1	-0,22
Температура после ЭЦН, °С	48,4	48,7	0,3	-0,62
Расход жидкости перед ЭЦН, м ³ /сут	212,0	215	3,0	-1,42
Расход жидкости после ЭЦН, м ³ /сут	212,4	214	1,6	-0,75
Расход газа перед ЭЦН, м ³ /сут	23,3	20,0	3,3	14,16
Расход газа после ЭЦН, м ³ /сут	14,3	11,0	3,3	23,08
Расход смеси перед ЭЦН, м ³ /сут	235,3	235,0	0,3	0,13
Расход смеси после ЭЦН, м ³ /сут	226,7	225,0	1,7	0,75
Частота тока вращения вала ПЭД, Гц	48,9	48,9	0,0	0,00
Номинальный напор ЭЦН, м	454	453	1	0,22
Фактический напор ЭЦН, м	416	407	9	2,16
Коэффициент естественной сепарации, %	0,50	0,55	0,05	-10,00
Коэффициент общей сепарации, %	0,65	0,68	0,03	-4,62
Потребляемая мощность тока ЭЦН, кВт	19,9	20,8	0,9	-4,52
КПД ЭЦН, %	41,4	41	0,4	0,97
Температура ПЭД, °С	107,8	106,0	1,8	1,67
Потребляемая мощность тока ПЭД, кВт	23,9	25,0	1,1	-4,60
Нагрузка ПЭД, %	53,1	47	6,1	11,49
КПД ПЭД, %	83,1	83	0,1	0,12
Ток, %	60,3	61,3	1,0	-1,66
Cos φ	62,3	64	1,7	-2,73

Как следует из данных Таблицы 6.4, по большинству из приведённых параметров отличия незначительны, при том, что расчётные методики по определению параметров многофазного потока, ЭЦН и ПЭД в модуле «УЭЦН» и программе RosPump не совпадают. Наибольшее отклонение в значениях наблюдается для долей и дебитов газа перед и после ЭЦН, что

вызвано отличиями в значениях коэффициента естественной сепарации газа – 50% для модуля «УЭЦН» и 55% для программы RosPump.

Таким образом, на основе сравнения можно сделать вывод о том, что разработанная расчётная методика адекватна и непротиворечива.

6.4 Нестационарная интегрированная модель «пласт-скважина-установка электроцентробежного насоса»

Описание модели

Целью разработки интегрированной модели являлось построение связанной математической модели, объединяющей расчёт течения многофазного потока в элементах: пласт, обсадная колонна, УЭЦН, НКТ, затрубное пространство скважины. Общая схема построения совместной модели и её структурные элементы приведены на Рисунке 6.17.

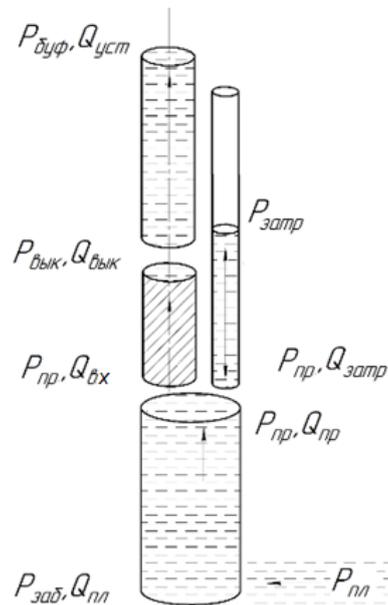


Рисунок 6.17 – Расчётная схема интегрированной модели

Пластовая жидкость фильтруется через пласт с заданным (постоянным или меняющимся во времени) давлением на контуре питания $P_{\text{пл}}$ к забою скважины. В пласте жидкость моделируется как однофазная среда с

постоянной плотностью. Далее она 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 объёмные доли газа и воды в жидкости пересчитываются через известные PVT-свойства среды. Далее многофазный поток по обсадной колонне движется вверх к приёму насоса. Расход жидкости перед УЭЦН равен $Q_{вх}$, давление равно давлению на приёме насоса $P_{пр}$. В УЭЦН происходит разделение газа: одна часть попадает на приём насоса, другая перераспределяется в затрубное пространство скважины. Жидкость в точке подвеса насоса также разделяется на три потока: первый поток $Q_{пр}$ – из обсадной колонны, второй $Q_{вх}$ – в насос, третий $Q_{затр}$ – в затруб или из затруба скважины 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 будем считать, что значения параметров пластового давления на контуре питания $P_{пл}$, затрубного давления $P_{затр}$ и буферного давления $P_{буф}$ являются известными величинами. 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.

Алгоритм решения задачи на шаге $n+1$ строится следующим образом:

1 Считаем, что известны все значения переменных параметров на временном шаге n .

2 С учётом известных значений $P_{пл}$, $P_{заб}^n$ и $P_{пр}^n$ определяем на шаге $n+1$ приток жидкости из пласта $Q_{пл}^{n+1}$.

3 С учётом найденного значения $Q_{пл}^{n+1}$ и $P_{пр}^n$ находим $Q_{пр}^{n+1}$.

4 С учётом известного $P_{затр}$ и $P_{пр}^n$ находим $Q_{затр}^{n+1}$.

5 Корректируем $Q_{\text{вх}}^{n+1} = Q_{\text{пр}}^{n+1} + Q_{\text{затр}}^{n+1}$.

6 Из $Q_{\text{вх}}^{n+1}$ и $P_{\text{буф}}$ находим $Q_{\text{уст}}^{n+1}$.

7 Из $Q_{\text{пр}}^{n+1}$ и $P_{\text{буф}}$ находим $P_{\text{пр}}^{n+1}$.

8 Из $Q_{\text{пл}}^{n+1}$ и $P_{\text{пр}}^{n+1}$ находим $P_{\text{заб}}^{n+1}$.

Здесь шаги 2 – 6 представляют собой прямой ход, во время которого вычисляются расходы жидкости в различных сечениях скважины, шаги 7 – 9 – обратный ход, во время которого вычисляются давления.

Алгоритм выполняется до тех пор, пока не будет достигнуто конечное время расчёта. Начальные условия обычно выбираются таким образом, чтобы смоделировать установившееся течение смеси в скважине.

Описанная схема интеграции математических моделей пласта, скважины и насоса реализована в виде расчётного шаблона «Пласт-скважина-УЭЦН».

Тестирование интегрированной модели

Для известных значений пластового давления на контуре питания $P_{\text{пл}}$, затрубного давления $P_{\text{затр}}$ и буферного давления $P_{\text{буф}}$ задача состоит в определении изменения параметров $Q_{\text{пл}}$, $Q_{\text{пр}}$, $Q_{\text{затр}}$, $Q_{\text{уст}}$, $P_{\text{заб}}$, $P_{\text{пр}}$ на каждом временном шагу в процессе моделирования эксплуатации скважины.

Алгоритм решения задачи на шаге $n+1$ строится следующим образом:

1 Считаем, что известны все значения переменных параметров на временном шагу n .

2 С учётом известных значений $P_{\text{пл}}$ и $P_{\text{заб}}^n$ определяем приток жидкости из пласта на шагу $n+1$ $Q_{\text{пл}}^{n+1}$.

3 С учётом найденных значений $Q_{\text{пл}}^{n+1}$ и $P_{\text{пр}}^n$ находим $Q_{\text{пр}}^{n+1}$.

4 С учётом известных значений $P_{\text{затр}}$ и $P_{\text{пр}}^n$ находим $Q_{\text{затр}}^{n+1}$.

5 Корректируем $Q_{\text{вх}}^{n+1} = Q_{\text{пр}}^{n+1} + Q_{\text{затр}}^{n+1}$.

6 Из $Q_{\text{вх}}^{n+1}$ и $P_{\text{буф}}$ находим $Q_{\text{уст}}^{n+1}$.

7 Из $Q_{\text{пр}}^{n+1}$ и $P_{\text{буф}}$ находим $P_{\text{пр}}^{n+1}$.

8 Из $Q_{\text{пл}}^{n+1}$ и $P_{\text{пр}}^{n+1}$ находим $P_{\text{заб}}^{n+1}$.

Алгоритм расчёта выполняется до тех пор, пока не будет достигнуто конечное время расчёта.

Исходные данные для проведения тестирования представлены в Таблицах 6.5 и 6.6. Изменения основных параметров задачи во времени и в пространстве представлены на Рисунке 6.18 для случая 20 ячеек по пространству. Дебит скважины изменялся от 0 до 70 м³/сут, при том что приток жидкости из пласта изменялся от 30 до 35 м³/сут.

Таблица 6.5 – Параметры пласта, обсадной колонны, НКТ и затруба скважины

Параметры пласта	
Длина контура питания, м	500
Ширина контура питания, м	500
Длина горизонтального ствола, м	1000
Количество трещин ГРП	1
Полудлина трещины ГРП, м	10
Ширина трещины ГРП, м	0.005
Тип заканчивания	(ВС)
Мощность пласта, м	10
Пористость, д.ед.	0.15
Проницаемость породы, мД	10
Проницаемость трещины ГРП, мД	1.00E+03
Пластовое давление, атм	250
Пластовая температура, оС	100
Параметры обсадной колонны	
Глубина скважины до верхних дыр перфорации, м	2000
Внутренний диаметр, мм	130
Угол наклона к вертикали, градусы	0
Шероховатость, мм	0.1
Геотермальный градиент, К/м	0.03
Параметры НКТ	
Глубина спуска НКТ, м	1000
Внутренний диаметр, мм	62
Угол наклона к вертикали, градусы	5
Шероховатость, мм	0.05
Параметры затруба	
Внешний диаметр НКТ, м	73
Давление в затрубе, атм	40

Таблица 6.6 – PVT-свойства пластового флюида и параметры течения смеси (жёлтым цветом выделены расчётные значения)

PVT-свойства		
Плотность воды в стандартных условиях, кг/м ³		1000
Плотность нефти в стандартных условиях, кг/м ³		780
Плотность газа в стандартных условиях, кг/м ³		1.224
Вязкость воды в стандартных условиях, сПз		1.093
Вязкость нефти в стандартных условиях, сПз		4.493
Вязкость смеси в пластовых условиях, сПз		2.793
Растворимость газа при температуре на забое, м ³ /м ³		50
Общая сжимаемость, 1/атм		1.21E-05
Параметры течения смеси:		
		при t=0 при t=Tend
Доля воды в жидкости на забое, %		50
Давление на устье, атм		30 20
Доля газа на забое, %		10

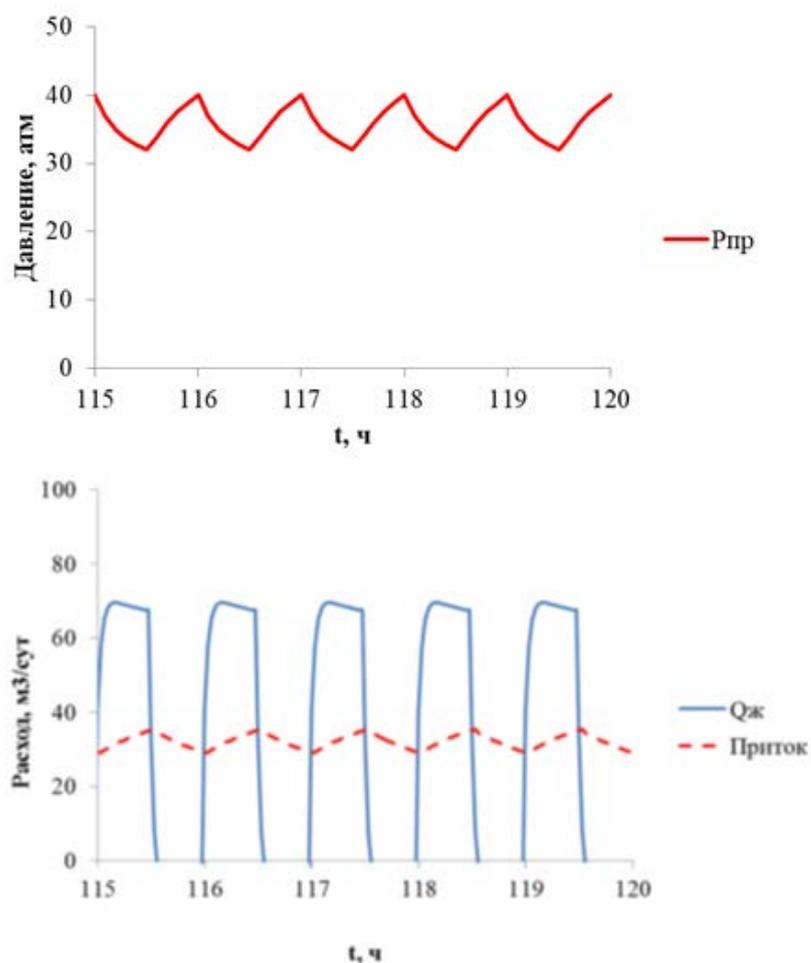


Рисунок 6.18 – Изменение давлений, дебита и притока в процессе установления периодического режима работы скважины

Для оценки применимости расчётного шаблона для моделирования работы скважин в промышленных условиях было проведено тестирование на

реальных данных для скважины №### Приобского месторождения (Рисунок 6.19). Сплошной линией показано фактическое изменение давления, на основе которого адаптировалась модель, символы – прогнозные кривые изменения давления на приёме при изменении режима работы ЭЦН. Тестирование проводилось следующим образом: на основе известных данных технологического режима на конец 2012 г. «сбивался» расчётный и фактический по данным ТМС режим изменения давления на приёме ЭЦН, после чего варьировались периоды откачки/накопления продукции.

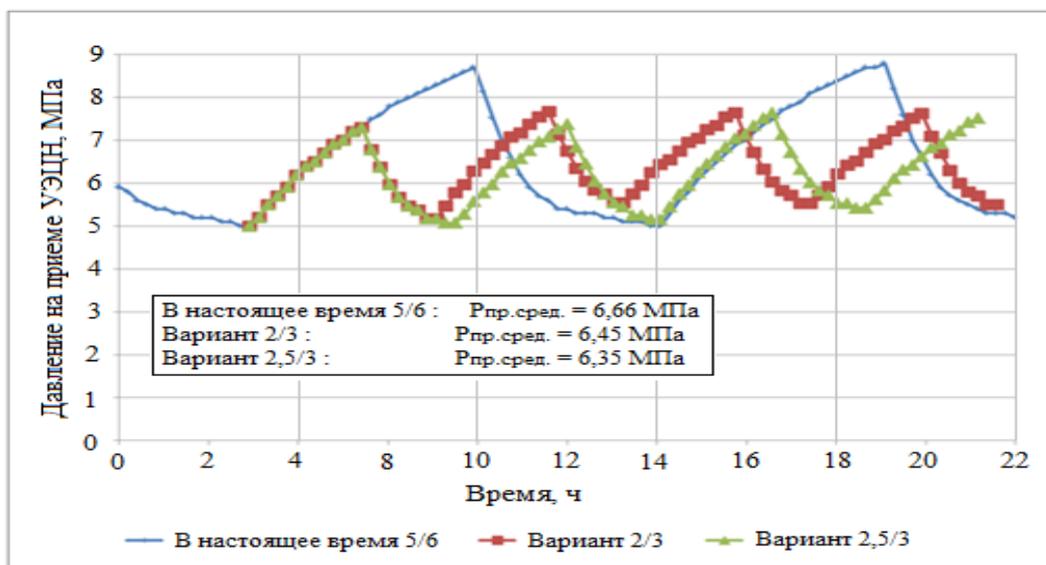


Рисунок 6.19 – Динамика давления на приёме ЭЦН для скважины № 13808 Приобского месторождения при квазиустановившемся режиме течения жидкости

Было установлено, что при текущем режиме откачки/накопления (5 ч откачки / 6 ч накопления) среднее давление на приёме ЭЦН равно 66,6 атм. При изменении режима откачки/накопления на 2/3, среднее давление на приёме ЭЦН снизилось до 64,5 атм, при изменении на 2,5/3 – до 63,5 атм. 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 насоса может снизиться (соответственно, дебит вырастет) при условии, что общая продолжительность цикла также уменьшится.

В Таблице 6.7 представлены результаты сравнения фактического и расчётного дебита жидкости для 10 скважин, эксплуатируемых ООО «РН-Юганскнефтегаз». Как следует из данных Таблицы 6.7, совпадение расчётного и вычисленного по упрощённой методике дебитов вполне удовлетворительно: относительная погрешность не превышает 20%, в том числе для 7 скважин – 10%. Для скважин № 44838, 44840 и 5868 большая погрешность объясняется высокой обводнёностью скважин (более 60%), поскольку в затрубном пространстве накапливается в основном нефть, а на приём насоса поступает высокообводнённая жидкость, при этом перепад давления на приёме насоса будет отличаться от гидростатического приближения.

Таблица 6.7 – Сравнение фактического и расчётного дебитов

№ скважины	Qж (факт), м ³ /сут	Qж (расчёт), м ³ /сут	Погрешность, %
32166	21,9	23,3	6,6
4835	20,2	21,2	5,1
13818	25,8	27,5	6,6
44838	34,4	39,6	15,2
45009	12,6	13,4	6,7
44837	20,1	18,3	8,9
44840	12,8	10,2	19,9
9902	28,3	28,5	0,6
975	27,8	27,0	2,9
5868	31,4	25,9	17,4

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

Методика перевода скважин в периодический режим на основе контроля изменения технологических параметров скважины

Для скважин, эксплуатируемых в непрерывном режиме, моделируется режим работы УЭЦН, анализируется погружение под уровень и доля газа на приёме насоса. Проверяется, соответствуют ли норме показатели работы УЭЦН (рабочая область, загрузка, причины остановок и т.д.). Если УЭЦН

работает в зоне риска и частотой или штуцером невозможно стабилизировать его работу, то предлагается перевести его в периодический режим [4].

Для перевода в периодический режим скважины, работающей в постоянном режиме, характерными признаками являются следующие (здесь и далее указанные числовые значения для каждого критерия могут быть установлены пользователем):

- дебит левее рабочей области;
- число остановок по защите от срыва подачи за неделю более 2-х раз;
- загрузка ПЭД более 85%;
- снижение давления на приёме насоса за месяц более 10 атм;
- запас по температуре ПЭД более 15%;
- вибрация превышает 2g;
- потенциал по снижению частоты тока менее 5 Гц;
- диаметр штуцера менее 10 мм;
- прирост нефти более 2 т/сут,
- сокращение удельных энергозатрат более 20%.

Пользователь может по своему усмотрению редактировать числовые значения для критериев, для этого рядом с описанием каждого критерия имеется поле для ввода числового значения, а также включать или не включать тот или иной критерий в расчёт рейтинга – для этого рядом с описанием каждого критерия имеется флаг, обозначающий признак его включения в расчёт рейтинга. На Рисунке 6.20 показана блок-схема проверки критериев рейтинга.

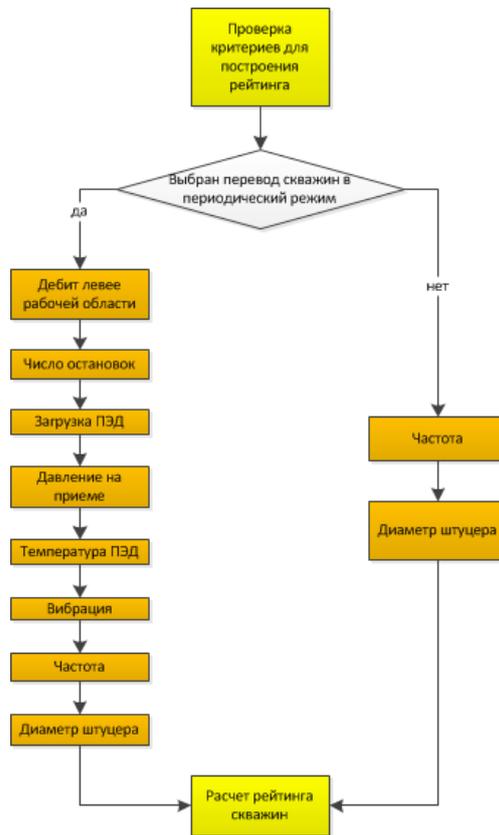


Рисунок 6.20 – Блок-схема проверки критериев рейтинга

Методика расчёта параметров периодического режима

Блок-схема расчёта рейтинга скважин, включающая алгоритм расчёта параметров периодического режима, приведена на Рисунке 6.21. Блок-схема расчёта фактического режима представлена на Рисунке 6.22.

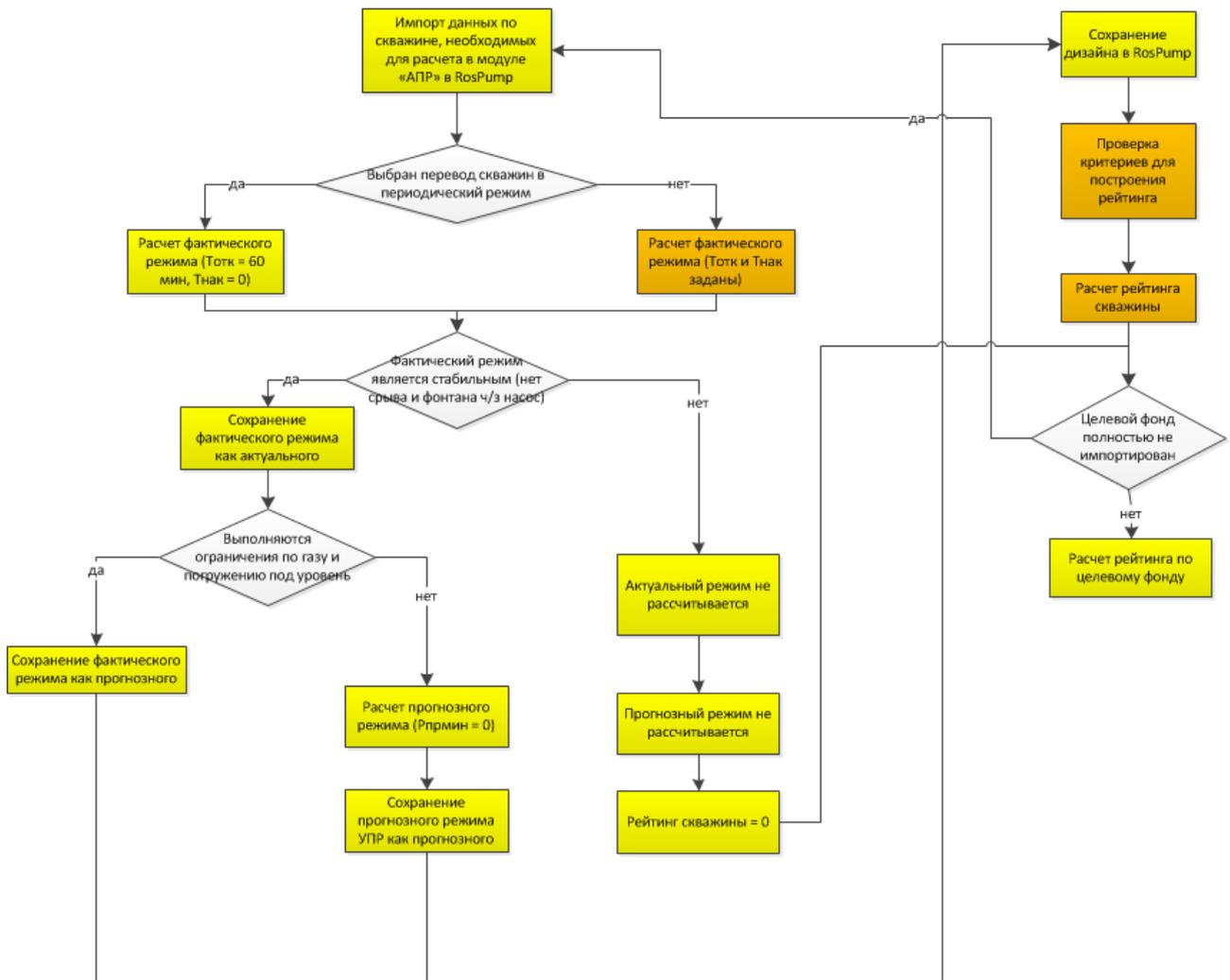


Рисунок 6.21 – Блок-схема расчёта рейтинга скважин

Алгоритм, описанный блок-схемой представленной на рисунке 6.21. следующий: на первом этапе производится импорт данных из информационных систем, необходимых для проведения расчётов в модуле «АПВ» в комплексе «RosPump», затем производится проверка условия «выбран перевод скважины в периодический режим», производится оценка стабильности работы насоса.

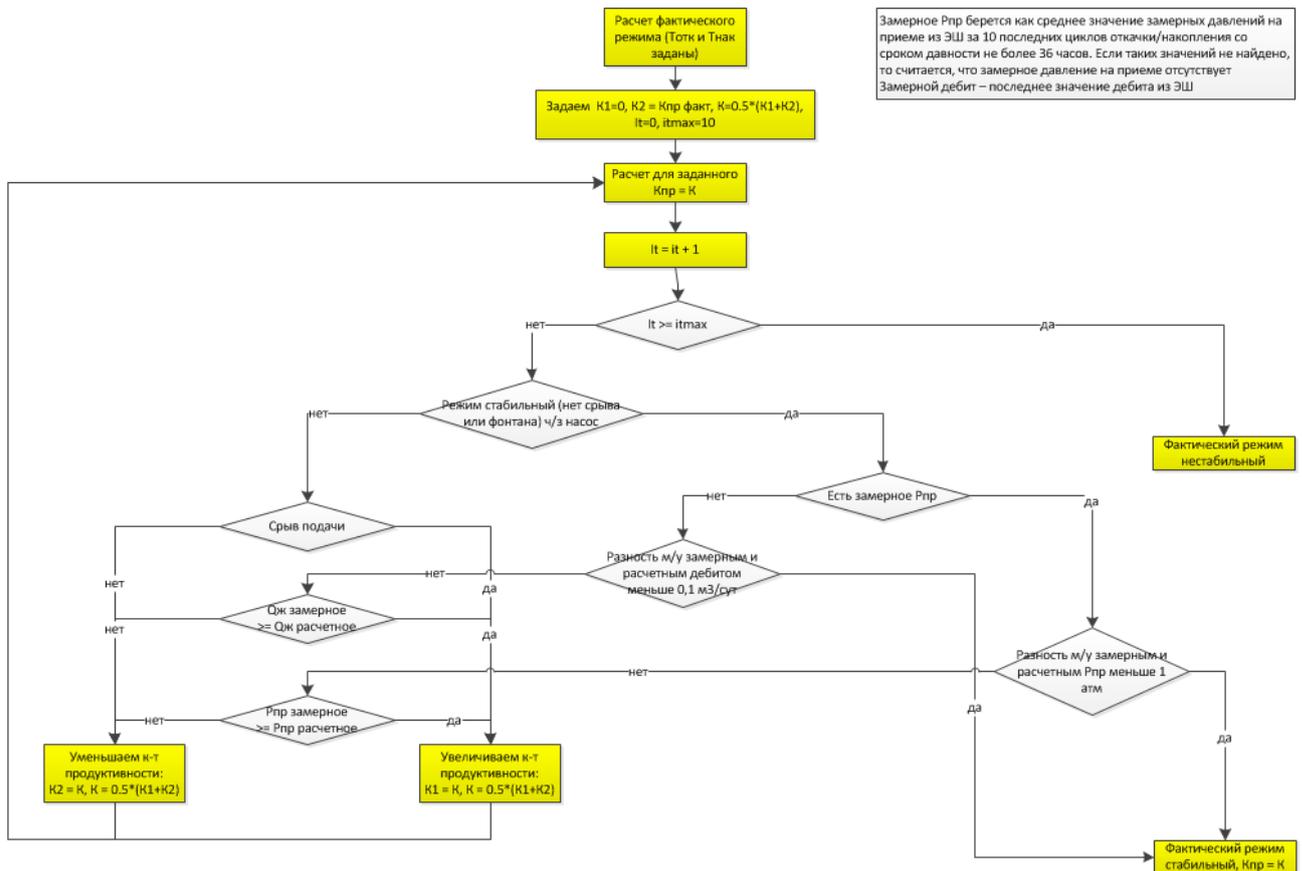


Рисунок 6.22 – Блок-схема расчёта фактического режима

В случае, если фактический режим является стабильным, производится оценка потенциала скважины (оптимизации периодического режима), если выбранный режим признан оптимальным, то производится сохранение фактического режима как прогнозного, если нет, то производится расчёт и сохранение прогнозного режима, когда работа и отстой должны уложиться в один час (УПР). После проведения вышеописанных действий происходит сохранение полученного дизайна в «RosPump» с проверкой критериев и расчётом рейтинга скважин. Если целевой фонд полностью не импортирован, то производится расчёт рейтинга по целевому фонду, в противном случае алгоритм повторяется с начала. Также на третьем этапе реализации блок-схемы, в случае, когда фактический режим является нестабильным, производится проверка на предмет расчёта прогнозного режима, проверка рейтинга скважины с дальнейшим переходом к проверке импортированности целевого фонда.

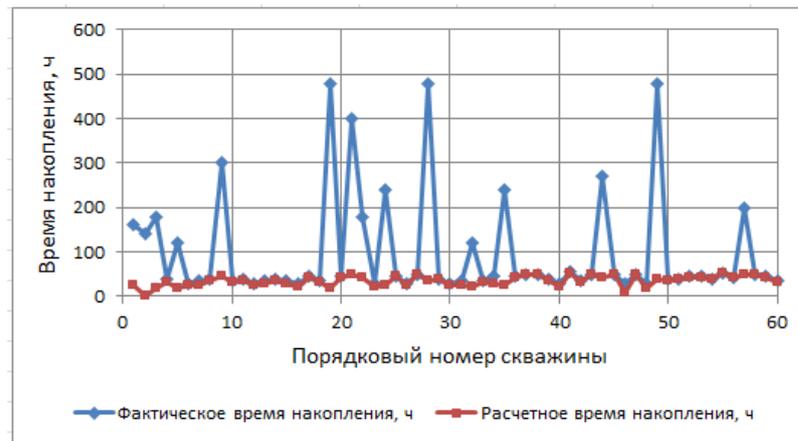
Алгоритм, описанный блок-схемой, представленной на Рисунке 6.22, следующий: на первом этапе производится расчёт фактического режима, затем задаются различные значения $K_{пр}$ и производится расчёт для заданного цикла откачки и накопления, в случае если расчётное время превышает максимальное, фактический режим считается нестабильным, в противном случае проверяется условие стабильности работы насоса (срыв подачи или фонтан), если режим стабильный, проверяется наличие замеренного $P_{пр}$, при его наличии проверяется условие разности замерного и расчётного давлений на приёме насоса, если разность давлений меньше 1 атм, то данный режим считается стабильным, в противном случае производится проверка условия величин расчётных и фактических давлений на приёме насоса, в случае если $P_{пр}$ замерное выше расчётного $P_{пр}$, то $K_{пр}$ увеличивается, алгоритм повторяется заново.

В случае, когда замерное $P_{пр}$ отсутствует, происходит проверка условия разности между замерным и расчётным дебитами, если разность менее $0,1 \text{ м}^3/\text{сут}$, то режим считается стабильным, в противном случае производится сравнение расчётного и замерного дебитов, в случае, когда замерно дебит выше расчётного, производится корректировка $K_{пр}$ в большую сторону, в противном случае в меньшую, алгоритм действий повторяется с начала. Также, если во втором случае режим является нестабильным, проверяется соблюдение условия «срыв подачи», если срыв подачи происходит (согласно расчёту), то $K_{пр}$ увеличивается, в противном случае $K_{пр}$ снижается, алгоритм повторяется заново.

Целесообразность применения предложенной методики для оптимизации фактического времени откачки/накопления периодического режима эксплуатации скважин с УЭЦН была проверена на примере 60 скважин Приобского месторождения (Рисунки 6.23 и 6.24).



а)



б)

Рисунок 6.23 – Фактическое и прогнозное по предложенной методике время накопления и откачки

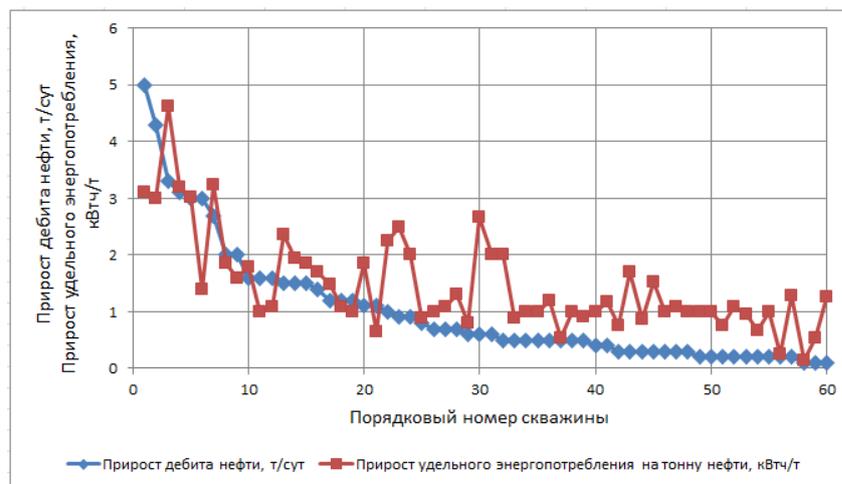


Рисунок 6.24 – Прирост дебита нефти и удельного энергопотребления после изменения времени накопления и откачки по предложенной методике

Выводы по главе 6

Разработана нестационарная интегрированная модель «Пласт-скважина-УЭЦН», позволяющая оптимизировать добычу нефти и осуществлять дискретизацию виртуального мониторинга эксплуатационных параметров малодебитного фонда скважин. Интегрированная модель включает в себя:

– нестационарную математическую модель притока из пласта для всех случаев скважин с ГРП и без него. Проведено её тестирование. Численное решение является устойчивым и сходящимся при измельчении шага интегрирования по времени. Результаты расчётов в модуле «Пласт» удовлетворительно согласуются с результатами расчётов в других программных продуктах для всех типов заканчивания скважин, реализованных в расчётном модуле;

– нестационарную математическую модель многофазного потока в трубных элементах скважины, проведено её тестирование. Численное решение является устойчивым и сходящимся при измельчении шага интегрирования по времени;

– математическую модель УЭЦН для расчёта перепада давления и температуры, проведено её тестирование. Отклонение значения перепада давления и температуры для тестовой выборки составило не более 1%.

Относительная погрешность интегрированной модели не превышает 20 %, в том числе для 7 скважин – 10 %.

Разработана методика оптимизации работы малодебитного фонда скважин в режиме УПР/АПВ, внедрённая в программный комплекс «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 малодобитных 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 150–250 м³/м³. Результаты моделирования процесса естественной сепарации свободного газа по предложенному алгоритму показали, что в диапазоне подач насоса 21–62 м³/сут рассмотренная схема размещения входных устройств УЭЦН в стволе скважины обеспечивает стопроцентную сепарацию газа, а в диапазоне подач 62–300 м³/сут коэффициент естественной сепарации

газа возрастает более чем в 2 раза. Верификация разработанного алгоритма осуществлялась 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 30 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 эффективности 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 малодебитных скважин. Проведённое тестирование интегрированной модели «пласт-скважина-УЭЦН» показало, что расхождение расчётных и экспериментальных эксплуатационных параметров не превышает 10%.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Гиниятов, М. Ю. Интегрированное решение для добычи нефти и газа. Интеллектуальное месторождение. Сфера / М. Ю. Гиниятов // Нефть и газ. – 2017. – № 5 (61). – С. 14-19.

2 Маколов, В. А. Контроль дебита нефтяных скважин: варианты и решения / В. А. Маколов, Ю. А. Геращенко // International scientific conference / www.naukaip.ru. – С. 225-228.

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

4 Пашали, А. А. Алгоритмы повышения эффективности предварительного отбора воды из промысловых трубопроводных сетей месторождений нефти и газа / А. А. Пашали // Матер. XIV научно-практ. конф. «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений нефти и газа» – г. Москва – 14-15 сентября 2022. – С. 22.

5 Абишев, А. А. Перспективы цифровизации нефтяной отрасли Казахстана / А. А. Абишев, А. Е. Воробьёв, Х. Тчаро Х // Вестник АУНГ (Казахстан). – 2018. – N 1 (45). – С. 37-46.

6 Воробьёв, А. Е. Программа развития науки и инноваций в Атырауском университете нефти и газа. Lambert Academic Publishing. Mauritius / А. Е. Воробьёв. – 2017. – 130 с.

7 Воробьёв, А. Е. Цифровизация нефтяной отрасли Казахстана / А. Е. Воробьёв, Х. Тчаро // Проблемы недропользования. – 2018. – № 1 (16). – С. 66-75.

8 Жданюк, А. Б. Оценка возможности применения интеллектуальных технологий нефтегазовыми компаниями / А. Б. Жданюк, А. Е. Череповицын // Неделя науки СПбПУ: матер. научн. конф. с международным участием. Институт промышленного менеджмента, экономики и торговли. Ч. 1. – СПб.: Изд-во политехн. ун-та, 2017. – С. 33-35.

9 Рудская, Е. Н. Интернет Вещей: новый этап коммерциализации достижений технологической революции / Е. Н. Рудская, К. Н. Гурьева // Молодой учёный. – 2016. – № 25 (129). – С. 365-371.

10 Воробьёв, А. Е. Компьютерное моделирование и цифровая обработка анализа изображений и сигналов управления горными работами / А. Е. Воробьёв, В. И. Ляшенко // Матер. 11-ой международной конф.:

Ресурсовоспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр. М., РУДН. 2012. – С. 295-296.

11 Бахтурин, Г. И. Новые производственные технологии: взгляд экспертов научно-технической сферы / Г. И. Бахтурин, А. Б. Логунов, Н. А. Миронов // Инноватика и экспертиза. – 2016. – Выпуск № 3(18).

12 Гребенщиков, С. А. Система адаптивного управления разработкой «интеллектуального» месторождения на основе постоянно действующей геолого-технологической модели / С. А. Гребенщиков, В. П. Комагоров, О. Б. Фофанов, А. О. Савельев, А. А. Алексеев // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2015. – № 2. – С. 60-64.

13 Отчёт о НИР по этапу 1 Договора № 14z2603/2014/475 от 01.10.2014 г. «Экспрессанализ забойных давлений в механизированных скважинах, не оборудованных глубинными приборами, на основании промысловых данных для месторождений ООО «Лукойл-Пермь». Этап: «Оценка влияния критериев на определение забойного давления. Разработка зависимостей для пересчёта динамического уровня и затрубного давления на забойное давление».

14 Отчёт о НИР по этапу 1 Договора № 15Z2215/2015/368 от 23.10.2015 г. «Разработка методики определения забойных давлений по данным устьевых замеров в работающих и остановленных добывающих скважинах северной группы месторождений». Пермь, 2016.

15 Отчёт о НИР по этапу 3 Договора № 14z2603/2014/475 от 01.10.2014 г. «Экспресс анализ забойных давлений в механизированных скважинах, не оборудованных глубинными приборами, на основании промысловых данных для месторождений ООО «Лукойл-Пермь».

16 Отчёт о НИР по этапу 5 Договора № 15z2215 от 23.10.2015 г. «Разработка методики определения забойных давлений по данным устьевых замеров в работающих и остановленных скважинах северной группы месторождений». Наименование этапа: «Разработка многофакторных моделей для определения забойных давлений в работающих и остановленных скважинах». Пермь, 2016.

17 Каешков, И. С. Технология промыслово-геофизического контроля в условиях изменяющихся во времени параметров нефтегазовых пластов / И. С. Каешков // РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, дис. к.т.н., 2014. – 136 с.

18 Чекалюк, Э. Б. Термодинамика нефтяного пласта / Э. Б. Чекалюк. – М.: Недра, 1965. – 240 с.

19 Мищенко, И. Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов / И. Т. Мищенко. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003. – 816 с.

20 Alhanati, F. J. S. Bottomhole Gas Separation Efficiency in Electrical Submersible Pump Installation / F. J. S. Alhanati // The University of Tulsa, dissertation. 1993.

21 Serrano, J. C. Natural Separation Efficiency in Electric Submersible Pump Systems / J. C. Serrano // The University of Tulsa, dissertation. 1999.

22 Marquez, R. Modeling Downhole Natural Separation / R. Marquez // The University of Tulsa, Tulsa, Oklahoma, PhD dissertation, 2004.

23 Wilson, B. L. ESP Gas Separator's Affect on Run Life / B. L. Wilson // SPE 28526, (1994).

24 Ивановский, В. Н. Разработка и внедрение виртуального расходомера для скважин, оборудованных установками центробежных насосов / В. Н. Ивановский, А. А. Сабиров, И. Н. Герасимов и др. // Территория Нефтегаз. – 2016. – № 11. – С. 115-120.

25 Мукминов, И. Р. Интегрированный подход к разработке Мамонтовского месторождения / И. Р. Мукминов, А. В. Свешников, В. С. Комаров, Э. Р. Назаргалин, А. Ю. Блинов // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 28-31.

26 Дайер, С. Интеллектуальное заканчивание: автоматизированное управление добычей / С. Дайер, Я. Эль-Хазиндар, М. Хубер и др. // Schlumberger, 2013.

27 Ставский, М. Е. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2011610974 Rosneft-Well Wiew (RN- Well Wiew) / 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 № 2010615875, зарегистр. в реестре программ для ЭВМ 26.01.2011.

28 Олейников, О. В. AVIST: отечественная платформа для поддержки принятия решений на основе интегрированных моделей / О. В. Олейников // Нефть Газ Новации. – 2015. – № 12. – С. 35-39.

29 Acosta, L.M. Integrated modeling of the El Furrial field Asset Applying Risk and uncertainty analysis for the decision making / L.M. Acosta, J. Jimenez, A. Guedez [et al.] // SPE 94093, 2005.

30 Ерёмин, Н. А. Современная разработка месторождений нефти и газа. Умная скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания. Учеб. пособие для вузов / Н. А. Ерёмин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008, 244 с.

31 Галиманов, Р. Н. Оптимизация гидравлических расчётов для регионального интегрированного проектирования / Р. Н. Галиманов, С. В.

Ломовских, А. Э. Манасян, И. Г. Хамитов, В. П. Шакшин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 5. – С.110-113.

32 Pashali, A. A. Simple Mechanistic Model for Void-Fraction and Pressure-Gradient Prediction in Vertical and Inclined Gas/Liquid Flow / A. Pashali, M. Khasanov, R. Khabibullin, V. Krasnov, V. Guk // SPE International Oil Production Conference and Exhibition in Mexico held in Veracruz, Mexico. – 27-30 June, 2007. (SPE 108506).

33 Хасанов, М. М. Применение унифицированной методики многофазных гидравлических расчётов для мониторинга и оптимизации режимов работы скважин в ОАО «НК «Роснефть» / М. М. Хасанов, В. А. Краснов, А. А. Пашали, Р. А. Хабибуллин // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 09.

34 Краснов, В. А. Анализ и адаптация к задачам ОАО «НК «Роснефть» универсальной механистической модели для расчёта градиента давления в многофазном потоке в стволе скважины / В. А. Краснов, А. А. Пашали, Р. А. Хабибуллин, В. Ю. Гук // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2006. – № 3.

35 Хасанов, М. М. Оценка забойного давления механизированной скважины: теория и опыт применения / М. М. Хасанов, А. А. Пашали, Р. А. Хабибуллин, В. А. Краснов // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2006. – № 2.

36 Khasanov, Mars. Monitoring and Optimization of Well Performance in Rosneft Oil Company – The Experience of the Unified Model Application for Multiphase Hydraulic Calculations / Mars Khasanov, Vitaly Krasnov, Alexander Pashali, Rinat Khabibullin // SPE 104359 Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, 3-6 October 2006, Moscow, Russia.

37 Малышев, А. С. Удалённый мониторинг механизированного фонда скважин в ОАО «НК «Роснефть» / А. С. Малышев, А. А. Пашали, С. Е. Здольник, М. Г. Волков // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2009. – № 1. – С. 23-28.

38 Kabir, C. S. Two-phase Flow Correlations as Applied to Pumping Well Testing / C. S. Kabir, A. R. Hasan // SPE paper 21728 presented at the Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, April 7-9, 1991.

39 Ansari, A. M. A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbore / A. M. Ansari, N. D. Sylvester, C. Sarica, O. Shoham, J. P. Brill // SPE Prod. & Fac. – May 1994. – Pp. 143-151.

40 Caetano, E. F. Upward Vertical Two-Phase Flow Through an Annulus / E. F. Caetano // The University of Tulsa, Tulsa, Oklahoma, PhD dissertation, 1985.

41 Билинчук, А. В. История и опыт внедрения многостадийного гидроразрыва пласта в ОАО «Газпромнефть» / А. В. Билинчук, С. А. Доктор, И. Г. Файзуллин, А. С. Шерекин, Р. А. Гималетдинов // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 40-43.

42 Листик, А. Р. Выбор лучших технологических решений для повышения эффективности применения горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта на Приобском месторождении / А. Р. Листик, Н. Г. Попов, А. Н. Ситников, Р. Н. Асмандияров, А. Ю. Шеремеев, Р. З. Зулкарниев, Д. Ю. Колупаев, Н. В. Чебыкин // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 12. – С. 46-48.

43 Хасанов, М. М. Оптимальная система разработки нефтяного пласта рядами горизонтальных скважин с МГРП / М. М. Хасанов, О. С. Ушмаев, А. П. Рощектаев, О. М. Фукс, А. М. Андриянова // SPE Conference Paper, 176700-RU, 2015. – С. 1-16.

44 Ahmed, U. Hydraulic Fracture Treatment Design of Wells With Multiple Zones / U. Ahmed, B. M. Newberrry, D. E. Canon // SPE-13857, Society of Petroleum Engineers. 1985. – Pp. 1-8.

45 Экономидес, М. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике. Пер. с англ. А. Корнилов, И. Вафин / М. Экономидес, Р. Олини, П. М. Валько // Институт компьютерных исследований. – 2007, 236 с.

46 Валиуллин, Р. А. Возможности формирования тепловой метки при двухфазном течении нефти и воды в горизонтальной скважине / Р. А. Валиуллин, Р. Ф. Шарафутдинов, М. Ф. Закиров // НТВ Каротажник. – 2014. – № 243. – С. 32-37.

47 Кременецкий, М. И. Новые возможности промысловогеофизических и гидродинамических исследований в добывающих горизонтальных скважинах при неравномерных профилях притока и приёмистости / М. И. Кременецкий, С. И. Мельников, А. И. Ипатов, А. А. Колесникова, А. А. Шорохов, А. В. Буянов, Х. З. Мусалеев // SPE Conference, Paper 187752-RU, 2017. – С. 1-23.

48 Кричевский, В. М. Оптимизация работы горизонтальных скважин с многостадийными ГРП по данным скважинных исследований / В. М. Кричевский, Н. А. Морозовский, Д. Н. Гуляев, М. М. Биккулов // SPE Conference Paper, 138049-RU, 2015. – С. 1-8.

49 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.

50 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.

51 Trallero, J. L. Oil-Water Flow Patterns in Horizontal Pipes / J. L. Trallero // University of Tulsa, Ph.D. dissertation, 1995. – 182 p.

52 Barnea, D. On the Effect of Viscosity on Stability of Stratified Gas-Liquid Flow Application to Flow Pattern Transition at Various Pipe Inclinations / D. Barnea, Y. Taitel // Chem. Eng. Sci. – 1991. – No. 46,8 – Pp. 2123-2131.

53 Barnea, D. Structural and Interfacial Stability of Multiple Solutions for Stratified Flow / D. Barnea, Y. Taitel // Int. J. Multiphase Flow. – 1992. – No. 18, 6. – Pp. 821-830.

54 Barnea, D. Kelvin-Helmholtz Stability Criteria for Stratified Flow: Viscous Versus Non Viscous (Inviscid) Approaches / D. Barnea, Y. Taitel // Int. J. Multiphase Flow. – 1993. – No. 19,4. – Pp. 639-649.

55 Barnea, D. Interfacial and Structural Stability of Separated Flow. Annual Reviews in Multiphase Flow (Edited by Hestroni G.) / D. Barnea, Y. Taitel // Pergamon. – 1994. – Pp. 387-414.

56 Brauner, N. Analysis of Stratified/Non-Stratified Transitional Boundaries in Horizontal Gas-Liquid Flow / N. Brauner, D. M. Maron // Chem. Eng. Sci. – 1991. – No. 46,7. – Pp. 1849-1859.

57 Brauner, N. Analysis of Stratified/Non-Stratified Transitional Boundaries in Inclined Gas-Liquid Flow / N. Brauner, D. M. Maron // Int. J. Multiphase Flow. – 1992. – No. 18,4. – Pp. 541-557.

58 Brauner, N. The Role of Interfacial Shear Modeling in Predicting the Stability of Stratified Two-Phase Flow / N. Brauner, D. M. Maron // Chem. Eng. Sci. – 1993. – No. 48,16. – Pp. 2867-2879.

59 Brauner, N. Stability of Two-Phase Stratified Flow as Controlled by Laminar/Turbulent Transition / N. Brauner, D. M. Maron // Int. Comm. Heat Mass Transfer. – 1994. – No. 21. – Pp. 65-74.

60 Ландау, Л. Д. Теоретическая физика: Учебное пособие в 10 т., Т.VI. Гидродинамика. - 3-е изд., перераб. / Л. Д. Ландау, Е. М. Лифшиц. – М.: Наука, Гл. ред. физ-мат. лит., 1986. – 736 с.

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

62 Пашали, А. А. Гидромеханика многофазных течений в трубопроводной инфраструктуре нефтяных месторождений / А. А. Пашали, В. Г. Михайлов. – Монография. Уфа: БашНИПИнефть, 2020. – 336 с.

63 Levich, V. G. Physicochemical Hydrodynamics / V. G. Levich // Prentice-Hall. Inc., N. J.

64 Hinze, O. J. Fundamentals of the Hydrodynamic Mechanism of Splitting in Dispersion Processes / O. J. Hinze // A. I. Ch. E. Journal. – 1955. – No. 1,3. – Pp. 289-295.

65 Oglesby, K. D. An Experimental Study on the Effects of Oil Viscosity. Mixture speed, and Water Fraction on Horizontal Oil-Water Flow / K. D. Oglesby, The University of Tulsa, 1979.

66 Russell, T. W. F. Horizontal Pipeline Flow Mixtures of Oil and Water / T. W. F. Russell, G. W. Hodgson, G.W. Govier // Can. J. Chem. Eng. – 1959. – No. 37. – Pp. 9-17.

67 Malinowsky, M. S. An Experimental Study Oil-Water and Air-Oil-Water Flowing Mixtures in Horizontal Pipes / M. S. Malinowsky, The University of Tulsa, 1975.

68 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 // Матер. VII Росс. Конф. с международным участием «Многофазные системы: модели, эксперимент, приложения», посвященная 80-летию академика РАН Р.И. Нигматулина, Уфа, 5-10 октября 2020. – С.77.

69 Manabe, R. A. Comprehensive Mechanistic Heat Transfer Model for TwoPhase Flow with High-Pressure Flow Pattern Validation / R. A. Manabe, The University of Tulsa, Oklahoma, Ph. D. dissertation. – 2001.

70 Zhang, H.-Q. Unified Model of Heat Transfer in Gas-Liquid Pipe Flow / H.-Q. Zhang, Q. Wange, C. Sarica, J. P. Brill // SPE 90459. – 2004. – P. 10.

71 Пашали, А. А. Интерпретация данных промысловых геофизических исследований горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта: Методическое пособие / А. А. Пашали, А. С. Топольников. – Уфа: БашНИПИнефть, 2021 – 71 с.

72 Бедрин, В. Г. Сравнение технологий ЭЦН для работы с большим содержанием газа в насосе на основе промысловых испытаний / В. Г. Бедрин, М. М. Хасанов, Р. А. Хабибуллин, В. А. Краснов, А. А. Пашали, К. В. Литвиненко, В. А. Еличев, М. Прадо // Росс. нефтегазовая техн. конф. и выставка, М., 28-30 октября 2008, SPE 117414.

73 Marquez, R. Modeling Downhole Natural Separation / R. Marquez. The University of Tulsa, Tulsa, Oklahoma, Ph. D. dissertation. – 2004.

74 Деньгаев, А. В. Повышение эффективности эксплуатации скважин погружными центробежными насосами при откачке газожидкостных смесей, М., дис. канд. техн. наук. – 2005. – 212 с.

75 Волков, М. Г. Разработка методов расчёта центробежных газосепараторов при эксплуатации УЭЦН в условиях высокого газового фактора, Уфа, - дис. канд. техн. наук. – 2012. – 177 с.

76 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.

77 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.

78 Крылов, А. П. Научные основы разработки нефтяных месторождений / А. П. Крылов, М. М. Глоговский, М. Ф. Мирчинк, Н. М. Николаевский, И. А. Чарный., М.-Л.: Государственное научнотехническое издательство нефтяной и горнотопливной литературы, 1948, 416 с.

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

80 Shi, H. Oddie Drift-Flux Modeling of Multiphase Flow in Wellbores / H. Shi, J. A. Holmes, L. J. Durlofsky, K. Aziz, L. R. Diaz, B. Alkaya // SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, USA., 5-8 October 2003, SPE 84228.

81 Пашали, А. А. Математическая модель для расчёта 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.

82 Левич, В. Г. Физико-химическая гидродинамика / В.Г. Левич – М.: Гос. изд-во физ.- мат. литературы, 1959 – 700с.

83 Масандилов, Л. Б. Регулирование частоты вращения асинхронных двигателей. 2-е изд. перераб. и доп. / Л. Б. Масандилов, В. В. Москаленко. М.: Энергия, 1978. – 96 с., ил.

84 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.

85 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.

86 Пашали, А. А. Алгоритм «виртуального расходомера» для восстановления дебита скважины / А. А. Пашали, А. С. Топольников, В. Г. Михайлов // Матер. 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.

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

88 Пашали, А. А. Применение элементов искусственного интеллекта для диагностирования неисправностей электроцентробежных насосов в системе мониторинга Rosneft-WellView / А. А. Пашали, А. С. Малышев, Д. В. Маркелов, М. Г. Волков, Р. С. Халфин, А. В. Жонин // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 80-83.

89 Воробьёв, А. Е. Компьютерное моделирование и цифровая обработка анализа изображений и сигналов управления горными работами / А. Е. Воробьёв, В. И. Дяченко // Матер. 11-ой международной конф.: Ресурсовоспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр. М., РУДН., 2012. – С. 295-296.

90 Жданюк, А. Б. Оценка возможности применения интеллектуальных технологий нефтегазовыми компаниями / А. Б. Жданюк, А. Е. Череповицин // Неделя науки СПбПУ: Матер. научн. конф. с международным участием. Институт промышленного менеджмента, экономики и торговли. Ч. 1. – СПб.: Изд-во Политехи, ун-та, 2017. – С. 33-35.

91 Пашали, А. А. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2013616236 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, зарегистр. в реестре программ для ЭВМ 02.07.2013.

92 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.

93 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.

94 Мукминов, И. Р. Интегрированный подход к разработке Мамонтовского месторождения / И. Р. Мукминов, А. В. Свешников, В. С. Комаров и др. // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 28-31.

95 Михайлов, В. Г. Разработка алгоритмов повышения эффективности добычи нефти электроцентробежными насосами в условиях ограничения потребляемой электроэнергии / В. Г. Михайлов, М. Г. Волков, А. В. Жонин // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2015. – № 3. – С. 81-84.

96 П1-01 С-009 М-002. Версия 1.0. Методические указания по расчёту целевого забойного давления в добывающих скважинах.

97 Тимашев, Э. О. 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.

98 Пашали, А. А. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021611658 Интеллектуальный вывод скважин на режим /А. А. Пашали, А. В. Катермин, А. А. Палагута, Р. М. Еникеев, С. С. Шубин, С. А. Нонява, 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, зарегистр. в реестре программ для ЭВМ 02.02.2021.

99 Технологическая инструкция ООО «РН-Пурнефтегаз». Запуск, вывод на режим и эксплуатация скважин, оборудованных УЭЦН. № ИТ-005-УДНГ и ГК., Губкинский, 2011, 46 с.

100 Брилл, Дж. П. Многофазный поток в скважинах / Дж. П., Брилл. Х. Мукердж / Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 384 с.

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

102 Fan, Y. An Investigation of Low Liquid Loading Gas-Liquid Flow in Near-Horizontal Pipe / Y. Fan, The University of Tulsa, Ph. D. dissertation. – 2005. – 178 p.

103 Taitel, Y. A Model for Predicting Flow Regime Transitions in Horizontal and Near-Horizontal Gas-Liquid Flow / Y. Taitel, A. E. Dukler // AIChE J. – 1976. – No. 22. – P. 47.

104 Zhang, H.-Q. Unified Model for Gas-Liquid Pipe Flow via Slug Dynamics –Part 1: Model Development / H.-Q. Zhang, Q. Wang, C. Sarica, J. P. Brill // J. Energy Res. Technol. – 2003. – No. 125. – P. 266.

105 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.

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

107 Taitel, Y. Modeling Flow Pattern Transitions for Steady Upward Gas-Liquid Flow in Vertical Tubes / Y. Taitel, D. Barnea. A. E. Dukler // AIChE J. – 1980. – Vol. 26. – Pp. 345-354.

108 Barnea, D. Hold-Up of the Liquid Slug in Two-Phase Intermittent Flow / D. Barnea, N. Brauner // Int. J. Multiphase Flow. – 1985. – Vol. 11. – Pp. 43-49.

109 Zhang, H.-Q. Observation of Slug Dissipation in Downward Flow / H. Q. Zhang, H. Yuan, C. L. Redus. J. P. Brill // J. Energy Resources Technology. – 2000. – Vol. 122. – Pp. 110-114.

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

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

112 Zhang, H.-Q. Unified Model for Spatially Developing Gas-Liquid Pipe Flow / H.-Q. Zhang // Tulsa University Fluid Flow Projects, Advisory Board Meeting, 15 November 2001.

113 Al-Safran, E. M. An Experimental and Theoretical Investigation of Slag Flow Characteristics in the Valley of a Hilly-Terrain Pipeline / E. M. Al-Safran. The University of Tulsa, Oklahoma, Ph. D dissertation. – 2003. – 167 p.

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

115 Бортников, Е. А. О влиянии изменения температурного режима промышленной сепарации на величину газового фактора нефти / Е. А. Бортников, К. Е. Кордик, В. Н. Мороз, Н. В. Майорова, С. А. Леонтьев, А. В. Левашов // Территория Нефтегаз. – 2015. – № 9. – С. 81-86.

116 Irikura, M. Onset of Slugging of Stagnant Liquid at a V-shaped Elbow in a Pipe-Line: Experiment and Numerical Simulation / M. Irikura, M. Maekawa, S. Hosokawa, A. Tomiyama // Ninth International Conference on CFD in the Minerals and Process Industries CSIRO, Melbourne, Australia 10-12 December 2012.

117 Wallis, G. B. One Dimensional Two-Phase Flow / G. B. Wallis // McGraw-Hill Book Co., New York City. – 1969.

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

119 Funada, T. Viscous potential flow analysis of Kelvin-Helmholtz instability in a channel / T. Funada, D. D. Joseph // J. Fluid Mech. – 2001. – Vol. 445. – Pp. 263-283.

120 Hall, A. R. W. Multiphase Flow of Oil, Water and Gas in Horizontal Pipes / A. R. W. Hall // Ph. D. Thesis, Imperial College of Science, Technology and Medicine, University of London (1992).

121 Taitel, Y. Stratified Three Phase Flow in Pipes / Y. Taitel, D. Barnea, J. P. Brill // Int. J. Multiphase Flow. – 1995. – Vol. 21. – No. 1. – Pp. 53-60.

122 Khor, S. H. Three-Phase Liquid-Liquid-Gas Stratified Flow in Pipelines / S. H. Khor // Ph. D. Thesis, Imperial College of Science, Technology and Medicine, University of London, 1998.

123 Trallero, J. L. Oil-Water Flow Patterns in Horizontal Pipes / J. L. Trallero. University of Tulsa, Ph. D dissertation. – 1995. – 182 p.

124 Whitson, C. H. Effect of C7+ Properties on Equation-of-State Predictions / C. H. Whitson // Paper SPE 11200 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 1982, 26–29 September.

125 Халфин, Р. С. Алгоритм автоматизированной настройки термодинамической модели углеводородной системы на лабораторные данные месторождений Западной Сибири / Р. С. Халфин, В. Г. Михайлов, М. Г. Волков // Нефтегазовое дело. – 2017. – № 4 (110). – С. 100-110.

126 Халфин, Р. С. Моделирование компонентного состава пластовой нефти для месторождений Западной Сибири / Р. С. Халфин, В. Г. Михайлов, М. Г. Волков // Нефтегазовое дело. – 2017. – № 15 (4). – С. 98-104.

127 Whitson, C. H. Phase Behavior / C. H. Whitson, M. R. Brule // SPE Monograph. First Printing. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME Society of Petroleum Engineers Inc. Richardson, Texas, 2000. – 230 p.

128 Yarborough, L. Application of a Generalized Equation of State to Petroleum Reservoir Fluids. Equations of State in Engineering and Research / L. Yarborough, K. C. Chao, R. L. Robinson Jr. (eds.) // Advances in Chemistry Series, American Chemical Soc. Washington, DC. – 1978. – Pp. 182, 386.

129 Павлов, А. В. Теплообмен почвы с атмосферой в северных и умеренных широтах территории СССР / А. В. Павлов. – Якутск: ЯКН, 1975. – 304 с.

130 Пашали, А.А. Управление температурным режимом промысловой 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.

131 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. Сильванов, Б. М. Латыпов, А. С. Топольников // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 4. – С. 92-96.

132 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 межд. научно-техн. конф. «Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021» – г. Октябрьский – 2021. – С.148-150.

133 Пашали, А. А. Интегрированная модель «пласт-скважина-насос» для моделирования периодического режима работы скважины / А. А. Пашали, Д. В. Сильнов, А. С. Топольников // «International Scientific Conference. Science. Research. Practice» – г. Санкт-Петербург, – 2021. – С. 81-82.

134 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. – № 1, т.19. – С. 33-41.

135 Щелкачёв, В. Н. Подземная гидравлика / В. Н. Щелкачёв, Б. В. Лапук. – М-Л.: Гостоптехиздат, 1949. – 525 с.

136 Джоши, С. Д. Основы теории горизонтальной скважины / С. Д. Джоши // Joshi Technologies International, Inc. – 2003. – 155 с.

137 Абрамовиц, М. Справочник по специальным функциям с формулами, графиками и математическими таблицами / М. Абрамовиц, И. Стиган. – М.: Наука, 1979. – 831с.

138 Кутателадзе, С. С. Гидродинамика газожидкостных систем / С. С. Кутателадзе, М. А. Стырикович. – М.: Энергия, 1976.

139 Сахабутдинов, Р. З. Особенности формирования и разрушения водонефтяных эмульсий на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / Р. З. Сахабутдинов, Ф. Р. Губайдуллин, И. Х. Исмагилов, Т. С. Космачёва. – М.: ВНИИОЭНГ, 2005. – 324 с.

140 Boure, J. A. General Equations and Two-Phase Flow Modeling, Handbook of Multiphase Flow, Ch. 1,2 / J. A. Boure, J. M. Delhaye // Editor Nestroni. – G. – 1982.

141 Drew, D. A. Mathematical modeling of two-phase flow / D. A. Drew // Annual Review of Fluid Mechanics. – 1983. – Vol. 15. – Pp. 261-291.

142 Gossman, A. D. Multidimensional modeling of turbulent two-phase flows in stirred vessels / A. D. Gossman, C. Lekakou, S. Politis, R. I. Issa, M. K. Looney // AIChE J. – 1992. – Vol. 38, No 12. – Pp. 1946-1956.

143 Уоллис, Г. Одномерные двухфазные течения / Г. Уоллис, М.: Мир. – 1972.

144 Barnea, D. Holdup of the liquid slug in two-phase intermittent flow / D. Barnea, N. Brauner // Int. J. Multiphase Flow. – 1985. – Vol.11. – P. 43.

145 Нигматулин, Р. И. Динамика многофазных сред / Р. И. Нигматулин. – М.: Наука, 1987. – Ч. 1,2.

146 Zukoski, E. E. Influence of viscosity, surface tension, and inclination angle on motion of long bubbles in closed tubes / E. E. Zukoski // J. Fluid Mech. – 1966. – Vol. 25. – Pp. 821-837.

147 Bendiksen, K. H. An experimental investigation of the motion of long bubbles in inclined tubes / K. H. Bendiksen // Int. J. Multiphase Flow. – 1984. – Vol. 10. – Pp. 467-483.

148 Weber, M. E. Drift in intermittent two-phase flow in horizontal pipes / M. E. Weber // Canadian J. Chem. Engg. – 1981. – Vol. 59. – Pp. 398-399.

149 Taitel, Y. Modeling flow pattern transitions for steady state upward gas-liquid flow in vertical tubes / Y. Taitel, D. Barnea, A. E. Dukler // AIChE J.. – 1980. – Vol. 26, No. 3. – P. 345.

150 Fernandes, R. C. Hydrodynamic model for gas-liquid slug flows in vertical tubes / R. C. Fernandes, T. Semait, A. E. Duckler // AIChE J. – 1986. – Vol. 32. – P. 981.

151 Kaya, A. S. Comprehensive Mechanistic Modeling of Two-Phase Flow in Deviated Wells / A. S. Kaya // A Thesis Approved for the Discipline of Petroleum Engineering, the University of Tulsa, Tulsa, Oklahoma. – 1998. – P. 93.

152 Bird, R. B. Transport Phenomena / R. B. Bird, W. E. Stewart, E. N. Lightfoot // John Wiley & Sons, New York. – 1960.

153 Redberger, P. J. Axial laminar flow in a circular pipe containing a fixed eccentric core / P. J. Redberger, M. E. Charles // Cdn. J. Chem. Eng. – 1962. – Vol. 40. – P. 148.

154 Флетчер, К. Вычислительные методы в динамике жидкостей / К. Флетчер. – М.: Мир, 1991. – 504 с.

155 Duran, J. ESP stages air-water two-phase performance – Modelling and experimental data / J. Duran, M. G. Prado // Paper presented during the 2004 SPE ESP Workshop, Houston April 28-May 1, 2004.

156 Stepanoff, A. J. Centrifugal and Axial Flow Pumps: Theory, Design and Application / A. J. Stepanoff // John Wiley & Sons. – New York, 1957.

157 Skoczylas, P. Flow regime effects on downhole motor cooling / P. Skoczylas, F. J. S. Alhanati // Paper presented during the 1998 SPE ESP Workshop, April 29-May 1, 1999.

158 Incropera, F. Introduction to Heat Transfer / F. Incropera, D. Dewitt // John Willey @ Sons, 1985.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1. Справка о внедрении результатов диссертационных исследований в ООО «РН-БашНИПИнефть»



Общество с ограниченной ответственностью «РН-БашНИПИнефть»
(ООО «РН-БашНИПИнефть»)

«РН-БашНИПИнефть» яуапллыгы сикленген йемгиете
(«РН-БашНИПИнефть» ЯСЙ)
Ленин ур., 86/1, Өфө х., Башкортостан Республикаһы, 450006
тел. +7 347 262-43-40, факс +7 347 262-41-75, E-mail: mail@bnipi.rosneft.ru
ИНН 0278127289 КПП 027801001 ОГРН 1060278107780

Общество с ограниченной ответственностью «РН-БашНИПИнефть»
(ООО «РН-БашНИПИнефть»)
ул. Ленина, 86/1, г. Уфа, Республика Башкортостан, 450006
тел. +7 347 262-43-40, факс +7 347 262-41-75, E-mail: mail@bnipi.rosneft.ru
ИНН 0278127289 КПП 027801001 ОГРН 1060278107780

от _____ № _____

на № _____ от _____

В Диссертационный совет Д 24.2 428.03
ул. Космонавтов, 1, г. Уфа, РБ, Россия, 450062

Справка о внедрении результатов диссертационных исследований А.А. Пашали

Результаты диссертационной работы А.А. Пашали «Научно-методическое обеспечение цифровых систем управления процессами добычи нефти» внедрены в рабочий процесс ООО «РН-БашНИПИнефть» в виде методического пособия «Интерпретации промыслово-геологических исследований горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта» (Уфа: БашНИПИнефть, 2021. – 72 с.) для методологического обеспечения расчётного модуля «Многоскважинный анализ» с целью апробации технологии интерпретации данных анализа дебита и давления с высокоточными термоманометрическими системами в горизонтальных скважинах с многостадийным гидроразрывом пласта, а также планируемого к разработке в ООО «РН-БашНИПИнефть» функционала в корпоративном программном обеспечении для интерпретации данных промыслово-геофизических исследований (ПГИ). Методическое пособие содержит основные теоретические положения и алгоритмы, необходимые для диагностирования и определения профилей притока флюидов из различных портов горизонтальной скважины. Методическое пособие предназначено для инженерно-технических работников ПАО «НК «Роснефть».

Заместитель генерального директора
по технологическому развитию и инновациям



М.Г. Волков

Приложение 2. Справка о внедрении результатов диссертационных исследований в ООО «РН-Пурнефтегаз»



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «РН-ПУРНЕФТЕГАЗ»
(ООО «РН-Пурнефтегаз»)

Почтовый адрес: мкр-н 10, д. 3 г. Губинский, ЯНАО, Томанская обл., 629830
Юридический адрес: мкр-н 10, д. 3 г. Губинский, ЯНАО, Томанская обл., 629830
Телефон: (34936) 4-44-44, факс: (34936) 4-40-44, e-mail: info@ong.rosneft.ru
ОКПО 78192758, ОГРН 1058901407707, ИНН/КПП 8913006455/897250001

от _____ № _____

на № _____ от _____

В Диссертационный совет Д 24.2 428.03
ул. Космонавтов, 1, г.Уфа, РБ, Россия, 450062

Справка о внедрении результатов диссертационных исследований Пашали А.А.

Результаты исследований А.А. Пашали, изложенные в диссертационной работе «Научно-методическое обеспечение цифровых систем управления процессами добычи нефти», актуальны для условий разработки залежей и эксплуатации фонда добывающих скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов (ЭЦН). Разработанная А.А. Пашали методика оптимизации работы малодебитных скважин и алгоритм интеллектуального вывода скважин на рабочий режим эксплуатации применяются в программе информационной системы (ИС) управления механизированным фондом скважин «Мехфонд». Предложенные методика и алгоритм позволили реализовать автоматический поиск резервов увеличения производительности и технологической эффективности эксплуатации скважин, оборудованных установками ЭЦН.

Практическое применение ИС «Мехфонд» с учётом реализованных методики и алгоритма позволило достигнуть в 2021 году улучшения технико-экономических показателей эксплуатации добывающих скважин – увеличить продолжительность работы скважинного оборудования на 2,1 суток, межремонтного период эксплуатации скважин на 3,3 суток.

Первый заместитель генерального директора
по производству - главный инженер



Корниенко А.В.

Приложение 3. Справка о внедрении результатов диссертационных исследований в ООО «РН-Юганскнефтегаз»



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «РН-ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ»
(ООО «РН-Юганскнефтегаз»)

ул. Лейка, д. 26, г. Нефтеюганск, ХМАО-Югра, Российская Федерация, 628309
Телефон: (3463) 31 51 84, факс: (3463) 22 88 51, e-mail: RN_yug@yugansk.com
ОКПО 76841742, ОГРН 1058602819538, ИНН/КПП 6604035473 / 660401001

от 28.04.2023 № 62-02-1556

В Диссертационный совет Д 24.2 428.03

на № _____ от _____

ул. Космонавтов, 1, г.Уфа, РБ, Россия, 450062

Справка о внедрении результатов диссертационных исследований Пашали А.А.

Результаты исследований А.А. Пашали, изложенные в диссертационной работе «Научно-методическое обеспечение цифровых систем управления процессами добычи нефти», актуальны для условий разработки залежей и эксплуатации фонда добывающих скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов (ЭЦН). Разработанная А.А. Пашали методика оптимизации работы малодебитных скважин и алгоритм интеллектуального вывода скважин на рабочий режим эксплуатации применяются в программе информационной системы (ИС) управления механизированным фондом скважин «Мехфонд». Предложенные методика и алгоритм позволили реализовать автоматический поиск резервов увеличения производительности и технологической эффективности эксплуатации скважин, оборудованных установками ЭЦН.

Практическое применение ИС «Мехфонд» с учётом реализованных методики и алгоритма позволило достигнуть в 2021 году улучшения технико-экономических показателей эксплуатации добывающих скважин – увеличить продолжительность работы скважинного оборудования на 3,6 суток, а также получить прирост добычи нефти до 1 т/сут в пересчёте на одну скважину низкодебитного фонда.

И.о. Первого заместителя Генерального директора
по производству – Главного инженера



И.Р. Ульбаев