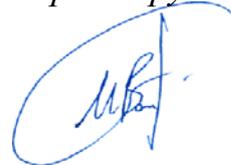


На правах рукописи



ВОЛКОВ МАКСИМ ГРИГОРЬЕВИЧ

**НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ
ПРОЦЕССОВ УПРАВЛЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМИ
ХАРАКТЕРИСТИКАМИ ОСЛОЖНЁННЫХ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ
СКВАЖИН**

Специальность 2.8.4. – Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание учёной степени
доктора технических наук

Уфа – 2021

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

Научный консультант

доктор технических наук, профессор
Зейгман Юрий Вениаминович

Официальные оппоненты:

Гуськова Ирина Алексеевна

доктор технических наук
ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт» / кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», профессор
(г. Альметьевск)

Фаттахов Ирик Галиханович

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

Валеев Марат Давлетович

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

Ведущая организация

ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет» (г. Тюмень)

Защита диссертации состоится 17.02.2022 г. в 14:30 часов на заседании диссертационного совета 24.2.428.03 при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450064, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

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

Автореферат разослан « » 2021 года.

Учёный секретарь
диссертационного совета

Султанов Шамиль Ханифович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования

Поздняя стадия добычи нефти на истощённых нефтяных месторождениях, как правило, сопровождается рядом осложнений нефтедобычи, в частности, формированием различного типа отложений в призабойной зоне пласта (ПЗП), что приводит к существенному снижению проницаемости коллектора и неравномерности притока флюида к забою скважин. Соле- и асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) на внутренних стенках насосно-компрессорных труб (НКТ) снижают их фактический пропускной диаметр, ухудшая эффективность лифта скважин. В процессе эксплуатации скважин твёрдые минеральные отложения перекрывают межлопаточные каналы рабочих колёс и диффузоров установок электроцентробежных насосов (УЭЦН), рабочие элементы установок штанговых глубинных насосов (УШГН), что приводит к деградации их эксплуатационных характеристик, а в ряде случаев и к выводу их из строя.

Таким образом, эксплуатация скважин в осложнённых условиях зачастую приводит к снижению добычи нефти или выводу из строя нефтедобывающего погружного оборудования. Рост динамических нагрузок на УЭЦН под влиянием осложнений увеличивает потребление электроэнергии двигателем установки, что выражается в дополнительных затратах, как материальных, так и трудовых ресурсов. Методы повышения эффективности добычи нефти в осложнённых условиях, связанные с предотвращением отложений неорганических солей, асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ) и коррозии погружного оборудования путём химической обработки, как правило, дороги и не решают всех проблем.

В этих условиях очевидна необходимость повышения эффективности существующих и разработка новых инновационных подходов к эксплуатации нефтедобывающих скважин, которые способствовали бы интенсификации добычи нефти из осложнённого фонда скважин. Одним из таких подходов является автоматизация управления работой УЭЦН для устранения негативного влияния осложнений путём непрерывной оптимизации процесса добычи нефти. Ввиду сложности гидродинамических процессов, протекающих в нефтедобывающей скважине, и несовершенного мониторинга эффективной эксплуатации

элементов погружного оборудования, полностью обеспечить автоматическое управление нефтедобычей в обозримый период времени не представляется возможным, но при этом возможно использование концепции цифровой скважины с функциональными возможностями выработки рекомендаций, которые ранее полностью возлагались на оператора и носили чисто субъективный характер:

- по определению научно-обоснованных сроков проведения организационных и технологических мероприятий с целью повышения эффективности эксплуатации погружного оборудования нефтяных скважин;

- по степени форсирования работы УЭЦН, как реакции на накопительный эффект от отрицательного влияния осложнений;

- по оптимизации добычи нефти путём контроля состояния погружного оборудования в режиме реального времени, включая выдачу информации о деградации его рабочих характеристик;

- по минимизации рисков управления добычей нефти путём проверки возможных сценариев на цифровых аналогах системы ПЗП-скважина.

Исследования, направленные на развитие и совершенствование методов оптимизации процесса управления рабочими параметрами осложнённых скважин на основе модельного прогнозирования режимов эксплуатации в рамках концепции цифровой скважины, на сегодняшний день весьма актуальны, поскольку до 80% нефти в России добывается при наличии осложняющих факторов (ОФ).

Степень разработанности темы

Вопросы исследования гидродинамики многофазных течений в трубопроводах и проточных каналах погружного оборудования нефтедобывающих скважин освещены в трудах отечественных и зарубежных авторов, в частности: А.Н. Дроздова, С.С. Кутателадзе, П.Д. Ляпкина, И.Т. Мищенко, Р.И. Нигматуллина, В.И. Петрова, В.Г. Михайлова, В.А. Мамаева, В.Ф. Чебаевского, Л. Прандтля, К. Пфлейдерера, У.Л. Уилкинсона, Г. Уоллиса, Hu Bin, J.P. Brill, J.H.D. Beggs, J. Duran, A.F. Harun, M. Ishii, R. Marquez, E.M. Prado, D. Sun, H.-Q. Zhang, C. Sarica и других исследователей.

Следует отметить, что с учётом специфичности данного вопроса, различные частные аспекты проблемы требуют дальнейшего изучения.

Соответствие паспорту специальности

Тема и содержание диссертационной работы соответствуют паспорту специальности 2.8.4. – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений – «научные аспекты и средства обеспечения системного комплексного (мультидисциплинарного) проектирования и мониторинга процессов разработки месторождений углеводородов, эксплуатации подземных хранилищ газа, создаваемых в истощённых месторождениях и водонасыщенных пластах с целью рационального недропользования» (п. 3); «научные основы компьютерных технологий проектирования, исследования эксплуатации, контроля и управления природно-техногенными системами, формируемыми для извлечения углеводородов из недр или их хранения в недрах с целью эффективного использования методов и средств информационных технологий, включая имитационное моделирование геологических объектов, систем выработки запасов углеводородов и геолого-технологических процессов» (п. 5).

Цель и задачи диссертационной работы

Повышение эффективности технологии добычи нефти путём подбора типоразмера погружного скважинного оборудования и оптимизации процесса управления режимами работы осложнённых скважин за счёт разработки программных алгоритмов для прогнозирования влияния осложнений на эксплуатационные характеристики оборудования.

Для достижения указанной цели решались **задачи**:

1 Анализ влияния относительного забойного давления (отношения давления на забое скважины к давлению насыщения нефти газом) нефтедобывающих скважин месторождений Западно-Сибирского региона на интенсивность проявления осложняющих факторов и безотказность работы погружного оборудования.

2 Разработка методики планирования межочистного периода эксплуатации скважин (МОП) для предупреждения и периодического устранения осложняющих факторов в НКТ нефтедобывающих скважин на основе компьютерного моделирования структурных и тепловых потоков газожидкостной смеси.

3 Оптимизация подбора скважинных газосепараторов в условиях недостаточной информации об их рабочих характеристиках при наличии высокого газосодержания и интенсивного солеотложения путём компьютерного моделирования их расходно-напорных и сепарационных характеристик в широком диапазоне подачи скважинной продукции.

4 Разработка методики и алгоритма расчёта скорости охлаждающей газожидкостной смеси, необходимой для безаварийной работы УЭЦН, с учётом влияния структур потока и солеотложения на температурные режимы работы электродвигателя.

5 Разработка методики прогнозирования рисков «полёта» насоса, сопровождающих процесс регулирования работы ЭЦН в диапазоне малых значений подач, при которых из-за наличия свободного газа в межлопаточных каналах возникает неустойчивость течения газожидкостной смеси и возможен срыв подачи насоса. Оптимизация процесса подбора количества ступеней ЭЦН для нефтедобывающих скважин путём компьютерного моделирования деградации расходно-напорных характеристик вследствие высокого газосодержания и солеотложения. Разработка и обоснование механистических подходов к математическому описанию процесса изменения структуры газожидкостного течения в межлопаточных каналах рабочего колеса УЭЦН во всём диапазоне изменения подач.

6 Разработка интегрированной модели «пласт-скважина» для повышения эффективности процесса управления добычей нефти на механизированных и фонтанирующих скважинах и прогноза возможных рисков срыва подачи насоса на режимах форсирования добычи нефти и освоения скважин в условиях высокого газосодержания скважинной продукции.

Научная новизна

1 Разработана двухфазная (трёхкомпонентная) математическая модель восходящего течения добываемого пластового флюида в НКТ, учитывающая не только фазовое проскальзывание жидкость-газ, но и проскальзывание компонентов вода-нефть, что позволило уточнить не только распределение объёмного содержания воды в жидкой фазе, но и продольную теплоотдачу по стволу скважины.

2 Разработана двухжидкостная модель неустановившегося пузырькового течения в стволе скважины, отличающаяся от известных наличием механистического замыкающего соотношения для расчёта гидродинамического сопротивления пузырьков газа и учётом фазового перехода жидкость-газ. Проведена модификация стационарной модели Н.- Q. Zhang для численного исследования влияния инерционных свойств добываемой смеси на скорость распространения возмущений давления и расхода при пробковой газожидкостной структуре течения добываемой смеси в НКТ.

3 Разработан комплекс методик расчёта рабочих характеристик центробежных роторных газосепараторов (ЦРГ), включающий в себя:

– методику расчёта естественной сепарации газа в условиях нестационарного течения газожидкостной смеси на приёме УЭЦН с учётом динамики состояния ПЗП и нестационарных течений газожидкостной смеси в её затрубном пространстве;

– методику прогнозирования деградации расходно-напорных характеристик шнекового нагнетателя газосепаратора для перекачивания газожидкостной смеси (ГЖС), с учётом поверхностного солеотложения;

– методику расчёта коэффициента сепарации газосепаратора, отличающуюся от известных механистическим подходом к расчёту траекторий движения пузырьков газа вдоль лопаточной центрифуги;

– методику расчёта изменения перепада давления вдоль лопаточного профиля кавернообразующего колеса лопаточной центрифуги с заданной геометрией в зависимости от объёмного расхода жидкости и угла набегающего потока.

4 Разработана механистическая модель прогнозирования границ структур газожидкостного течения: «пузырьковой», «переходной» и с «устойчивой газовой каверной» в межлопаточных каналах импеллера ЭЦН.

5 Разработана нестационарная математическая модель системы «погружной электродвигатель-электроцентробежный насос» (ПЭД-ЭЦН), позволяющая моделировать появление неустойчивости течения газожидкостной смеси в межлопаточных каналах многоступенчатого насоса, прогнозировать условия, при которых может произойти срыв подачи.

6 Разработана методика прогнозирования теплового режима работы погружного электродвигателя УЭЦН в осложнённых условиях эксплуатации с оценкой влияния солеотложения и наличия свободного газа в продукции скважин на теплоотвод от электродвигателя в широком диапазоне изменения его нагрузок.

7 Разработаны интегрированные модели «пласт-скважина» для фонтанирующих и механизированных скважин, предназначенные для исследования рисков, сопровождающих процессы управления добычей нефти в осложнённых условиях эксплуатации, отличающиеся от известных моделированием неустойчивости течения газожидкостной смеси в НКТ.

Теоретическая и практическая значимость работы

Теоретическая значимость работы определяется следующим:

1 Решена важная народнохозяйственная проблема повышения эффективности технологии добычи нефти путём подбора типоразмера погружного скважинного оборудования и оптимизации процесса управления режимами работы осложнённых скважин за счёт разработки программных алгоритмов для прогнозирования влияния осложнений на эксплуатационные характеристики оборудования.

2 Разработана методология прогнозирования рабочих характеристик скважинных центробежных газосепараторов. Установлены гидродинамические зависимости, позволяющие на стадии подбора центробежного газосепаратора под эксплуатационные условия скважины прогнозировать степень деградации расходно-напорных характеристик нагнетателей газосепараторов шнекового типа вследствие наличия газа и солеотложений; прогнозировать значения коэффициента сепарации газа газосепаратором и остаточного объёмного содержания газа, поступающего на вход в УЭЦН; прогнозировать степень повышения эффективности сепарации газа в моделях газосепараторов, оснащённых кавернообразующим колесом. Предложены критерии оценки работоспособности центробежных газосепараторов в осложнённых условиях эксплуатации. Методология применима в широком диапазоне эксплуатационных характеристик погружного оборудования нефтедобывающих скважин и может быть использована при разработке концепции цифровой скважины.

Практическая значимость работы заключается в следующем:

1 На основе предложенной методологии прогнозирования рабочих характеристик центробежных роторных газосепараторов разработаны и апробированы программные алгоритмы в программном комплексе «Rosneft-WellView». Разработанное программное обеспечение зарегистрировано в РОСПАТЕНТе, свидетельство РФ № 2011610974 от 21.01.2011 г. Программный комплекс «Rosneft-WellView» внедрён в промышленную эксплуатацию на добывающих предприятиях ПАО «НК «Роснефть», в частности, в ООО «РН-Юганскнефтегаз», «РН-Пурнефтегаз», «РН-Сахалинморнефтегаз», «РН-Ставропольнефтегаз», что позволило повысить эффективность мониторинга и оптимизации режимов эксплуатации механизированного фонда скважин.

2 Разработанная математическая модель трёхфазных стационарных газодонефтяных восходящих течений в нефтедобывающих скважинах реализована в программные алгоритмы, апробированные в рамках проекта РН-КИН (Комплекс инженера-нефтяника). Программный комплекс РН-КИН внедрён в промышленную эксплуатацию на добывающих предприятиях ПАО «НК «Роснефть», в частности, в ООО «РН-Юганскнефтегаз», «РН-Пурнефтегаз», «РН-Сахалинморнефтегаз», «РН-Ставропольнефтегаз», «РН-Самотлорнефтегаз», ООО «РН-БашНИПИнефть», что позволило повысить эффективность обустройства и проектирования при создании концептуальных региональных моделей месторождений.

3 Математическая модель трёхфазных стационарных газодонефтяных восходящих течений в нефтедобывающих скважинах изучается в рамках курса «Теоретические и экспериментальные методы научных исследований» магистерской программы подготовки «Цифровые технологии в разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» по направлению 21.04.01 «Нефтегазовое дело» и опубликована в изданном в соответствии с программой курса учебном пособии.

4 Разработанная двухфазная (трёхкомпонентная) математическая модель вертикального течения газожидкостных смесей в НКТ для погружных центробежных насосов реализована в программе информационной системы управления механизированным фондом скважин (ИС Мехфонд) – свидетельство РФ №

2019617213 о гос. регистрации программы для ЭВМ. ИС Мехфонд позволила проводить автоматический поиск резервов увеличения производительности насосных установок, повысить технологическую эффективность эксплуатации установок ЭЦН, что актуально для эксплуатации осложнённого фонда добывающих скважин, оснащённых УЭЦН.

Применение ИС Мехфонд в 2018 г. позволило увеличить продолжительность МОП скважин нефтедобывающих предприятий ООО «РН-Пурнефтегаз» на 0,3 % или 2,3 сут., увеличить продолжительность работы скважинного оборудования на отказ в ООО «РН-Юганскнефтегаз» в среднем на 0,3 % или 1,2 сут., МОП работы скважин на 0,5 % или 3,6 сут. ИС Мехфонд с 2017 г. внедрена на месторождениях, эксплуатируемых ООО «РН-Ванкор», и используется для оценки энергopotенциала механизированного фонда скважин и реализации программ энергосбережения. При этом удельный расход электроэнергии на механизированную добычу жидкости сократился с 12,05 кВт/т в 2016 г. до 11,95 кВт/т в 2018 г.

Методология и методы исследований

Для решения поставленных задач использован методологический подход, основанный на численных методах математического моделирования траекторий движения пузырьков газа и уравнений Навье-Стокса в двухмерной постановке с адаптацией моделей в разработанные программные модули. Для формального описания процесса сепарации газа в погружном центробежном газосепараторе и течения газожидкостной смеси в вертикальных трубопроводах с учётом проскальзывания и массообмена между фазами использованы разделы механики сплошных сред и теория гидрогазодинамики.

Положения, выносимые на защиту

Разработанные и усовершенствованные методы управления параметрами осложнений погружного оборудования нефтедобывающих скважин с использованием их прогнозных эксплуатационных характеристик для последующих рекомендаций при проведении следующих геолого-технических мероприятий (ГТМ):

- 1 По снижению отрицательного влияния на подъём скважинной продукции отложений минеральных солей и АСПВ на внутренних стенках НКТ.

2 По оптимизации процесса подбора скважинных газосепараторов (в условиях недостаточной информации об их рабочих характеристиках) и по снижению отрицательного влияния осложнений на расходно-напорные характеристики ЦРГ.

3 По снижению отрицательного влияния осложнений на процесс безаварийной работы ПЭД.

4 По оптимизации процесса подбора модели УЭЦН (в условиях недостаточной информации о деградации эксплуатационных характеристик насоса) и по снижению отрицательного влияния осложнений на процесс добычи нефти в скважинах, оснащённых УЭЦН;

5 По предотвращению рисков «полётов» УЭЦН при возникновении неустойчивости газожидкостного течения в импеллере насоса.

Разработаны и усовершенствованы математические модели и методы расчёта для оценки влияния ОФ на эксплуатационные характеристики элементов погружного оборудования:

1 Трёхфазная модель течения газоводонефтяной смеси в вертикальном стволе скважины, отличающаяся от известных учётом проскальзывания фаз вода-нефть.

2 Модифицированная для трёхфазного течения вода-нефть-газ модель теплопереноса в вертикальной скважине.

3 Модифицированная для двухфазного течения гидродинамическая модель шнекового нагнетателя газосепаратора.

4 Механистическая модель процесса сепарации газа в лопаточной центрифуге, отличающаяся от известных способом определения коэффициента сепарации ЦРГ по расчётным траекториям движения пузырьков газа в поле центробежных сил.

5 Модифицированная для нестационарных режимов работы УЭЦН модель естественной сепарации газа в затрубном пространстве скважины.

6 Модифицированная для нестационарных режимов работы УЭЦН математическая модель газожидкостного течения в импеллере и диффузоре насоса.

7 Стационарная математическая модель течения газожидкостной смеси в каналах ЭЦН в условиях солеотложения, в отличие от известных позволяющая

рассчитывать деградацию расходно-напорных характеристик насоса не только от величины объёмного содержания газа, но и от толщины солеотложения на лопатках рабочего колеса и диффузора.

8 Впервые разработанная механистическая модель для расчёта границ режимов газожидкостного течения в межлопаточных каналах рабочего колеса ЭЦН.

Разработаны и усовершенствованы методы прогнозирования:

1 Рисков, сопровождающих процесс управления добычей нефти в осложнённых условиях эксплуатации скважин, путём проверки возможных сценариев их эксплуатации на цифровых аналогах системы ПЗП-скважина.

2 Рисков выхода из строя УЭЦН («полётов») в результате появления неустойчивости течения газожидкостной смеси в межлопаточных каналах многоступенчатого насоса.

3 Теплового режима работы погружного электродвигателя УЭЦН в осложнённых условиях эксплуатации с оценкой влияния солеотложения и наличия свободного газа в продукции скважин на теплоотвод от электродвигателя в широком диапазоне изменения его нагрузок.

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность результатов работы обеспечивалась применением феноменологического подхода к моделированию стационарных и нестационарных течений газожидкостной смеси в проточных элементах погружного оборудования нефтедобывающих скважин и методов статистического анализа экспериментальных замеров параметров ЭЦН и газосепараторов на испытательных стендах, методов современной теории автоматического управления для решения задач синтеза и анализа алгоритмов управления процессами, протекающими в нефтедобывающих скважинах.

Результаты и основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на XVII научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами» (г. Сочи, 2017 г.), XI и XIII научно-практической конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений» (г. Уфа, 2018, 2021 г.), XI научно-практической конференции «Математическое модели-

рование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений» (г. Уфа, 2018 г.), XXII научно-практической конференции «Новая техника и технологии для трудноизвлекаемых залежей углеводородов» (г.Уфа, 2021 г.), международной научной конференции «Нацразвитие» (г. Санкт-Петербург, 2021 г.), на научно-технических советах ПАО «НК «Роснефть» (2009 – 2020 г.).

Публикации

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 31 научном труде, в том числе 15 статьях в ведущих рецензируемых научных журналах, включённых в перечень рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ, трёх монографиях, одном учебном и одном методическом пособиях. Получено свидетельство РФ о государственной регистрации программы для ЭВМ. Результаты диссертационных исследований докладывались на российских научно-практических конференциях.

Объём и структура работы

Диссертация состоит из введения, шести глав, основных выводов, библиографического списка использованной литературы из 210 наименований. Материал диссертационной работы содержит 401 страницу машинописного текста, 178 рисунков, 15 таблиц и четыре приложения.

Автор выражает благодарность д.т.н., профессору Михайлову Валерию Германовичу за ценные советы и рекомендации при подготовке к защите диссертационной работы.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность решаемой проблемы, сформулированы цель и задачи исследования, показаны новизна, теоретическая и практическая значимость работы.

В первой главе представлены результаты анализа эксплуатации ряда нефтяных месторождений Западно-Сибирского региона, показавшего, что общей тенденцией является снижение средней продуктивности добывающих скважин вследствие ухудшения структуры запасов и активного освоения низкопроницаемых трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) углеводородов, которые сосредоточены в коллекторах, характеризующихся низкими фильтрационно-

ёмкостными свойствами (ФЕС) (Рисунок 1). Доля таких запасов на месторождениях, эксплуатируемых, в частности, ПАО «НК Роснефть», составляет 21%.

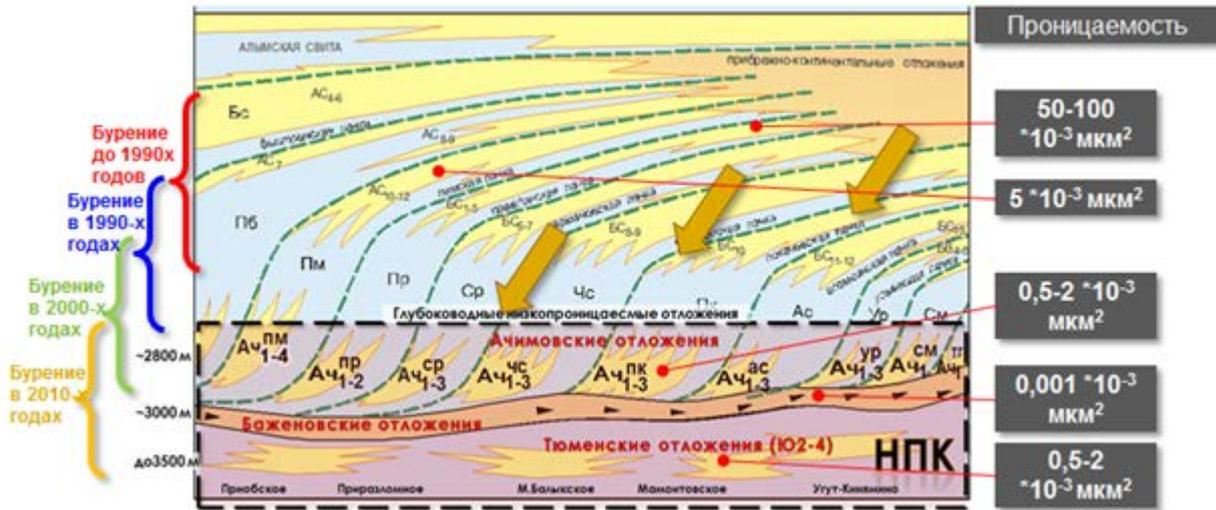
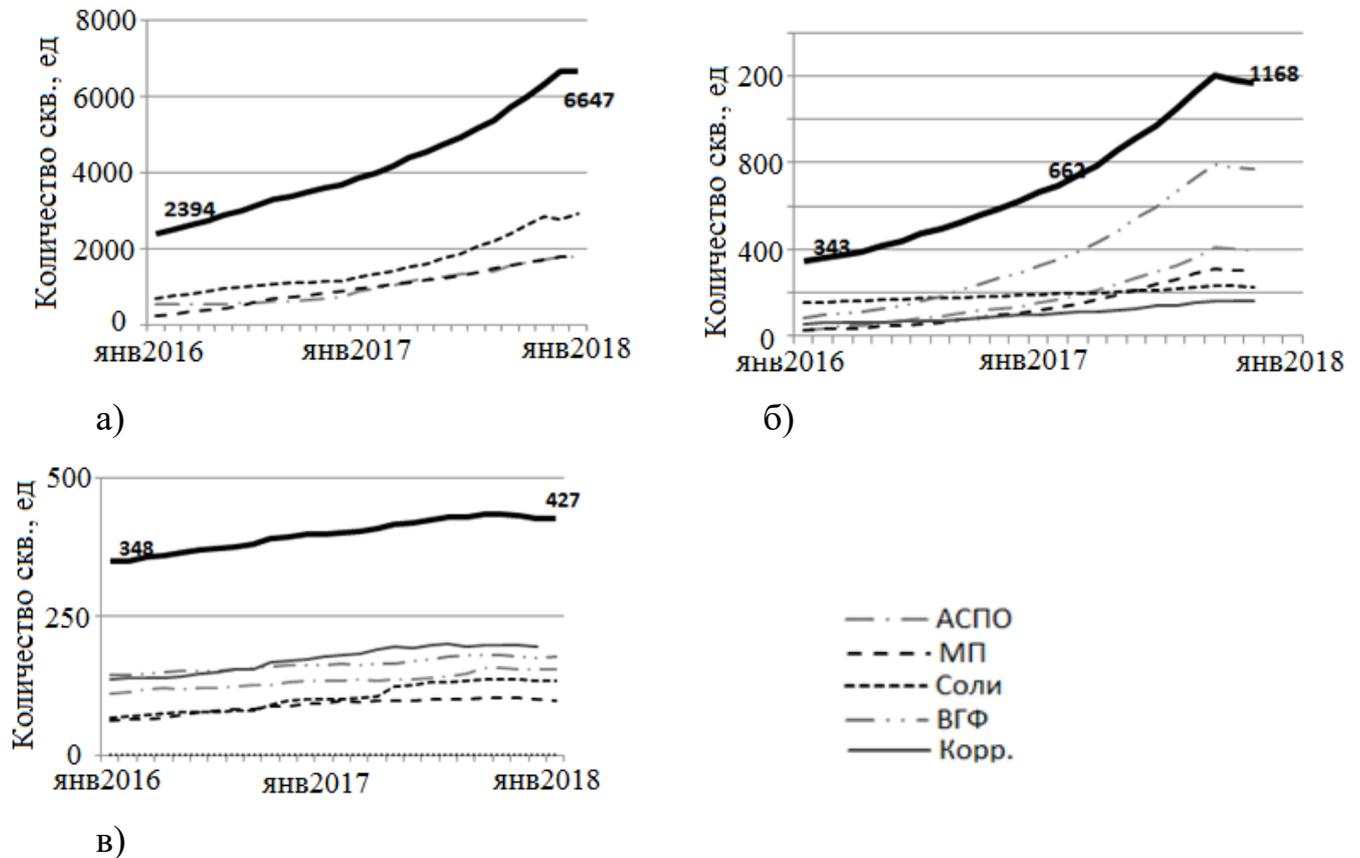


Рисунок 1 – Схематичное представление геологического разреза месторождений нефти Западно-Сибирского региона

Объём добычи нефти из ТриЗ месторождений, эксплуатируемых ПАО «НК Роснефть», в настоящее время возрос до 16,3 млн. т, при этом на залежах с ТриЗ пробурено более 900 новых скважин. Анализ эксплуатации скважин месторождений, эксплуатируемых ООО «РН-Юганскнефтегаз» (ЮНГ), «РН-Пурнефтегаз» (ПНГ) и «РН-Ванкор» показал, что низкопроницаемые и мало-мощные коллекторы (толщиной 10 – 15 м) меловых и юрских отложений (отложения ачимовской толщи, нижней и средней юры) с эффективной проницаемостью $(0,2 - 2) \cdot 10^{-3}$ мкм² способны обеспечивать среднегодовую добычу нефти не более 5 – 20 т/сут.

Процесс оптимизации добычи нефти из ТриЗ сопровождается тем, что более 90% скважин работают в условиях, когда забойное давление ниже давления насыщения нефти газом ($P_{заб} < P_{нас}$). Как показала статистика, такие условия эксплуатации практически всегда сопровождаются увеличением количества осложнённых скважин. Так, например, за последние два года на месторождениях, эксплуатируемых ООО «ЮНГ», количество осложнённых скважин возросло в 2,8 раза (преимущественно за счёт отложения минеральных солей); в ООО «ПНГ» в 3,4 раза (за счёт высокого газового фактора, наличия АСПО и мех-

примесей); в «РН-Ванкор» на 22% (вследствие наличия коррозии, высокого газового фактора и солеобразований) (Рисунок 2).



а) ООО «РН-Юганскнефтегаз»; б) ООО «РН-Пурнефтегаз»;
 в) ООО «РН-Ванкор»

Рисунок 2 – Динамика роста количества осложнённых скважин

Анализ методов подъёма продукции осложнённых нефтедобывающих скважин показал, что в настоящее время наибольшее распространение получило оснащение скважин установками УЭЦН – 70% и УШГН – 27%. При детальном анализе отложения минеральных солей по секциям УЭЦН (на примере более 500 скв., эксплуатируемых ООО «РН-ЮНГ») было выявлено 100% солеотложение на нижних секциях насоса, 81% на средних секциях и 64% на верхних. Визуально наблюдалось наиболее интенсивное солеотложение на нижней и средней секциях ЭЦН в зонах наличия благоприятных термобарических условий. Повышенная температура и относительно низкое давление в нижней и средней секциях насоса способствовали снижению растворимости сульфата и

карбоната кальция в воде, и, как следствие, его отложению на рабочих органах насоса.

Серьёзную опасность представляют отложения минеральных солей на корпусе ПЭД, так как образование плотного камнеобразного осадка толщиной ~1 мм нарушает теплообмен двигателя с охлаждающей средой и может привести к «тепловому удару» электродвигателя.

Несмотря на казалось бы очевидные выводы о негативном влиянии ОФ на эксплуатационные характеристики погружного оборудования, промышленные наблюдения указывают на значительные неопределённости, затрудняющие управление работой глубинно-насосного оборудования, основанные на использовании данных телеметрии и известных статистических, статистико-вероятностных методов.

Одной из определяющих тенденций в управлении нефтедобычей в осложнённых условиях в настоящее время является переход от реагирования на возникающие проблемы на их предвидение. Такой подход обусловил появление концепции цифровых (интеллектуальных) скважин. Под цифровой скважиной подразумевается виртуальный аналог реальной скважины, который, используя комплекс математических моделей, методик и алгоритмов, позволяет:

- выявлять наиболее эффективные режимы эксплуатации погружного насосного оборудования, позволяющие получить максимальный объём добычи нефти при наличии высокого газосодержания, обводнённости добываемой продукции, высокой пластовой температуры, отложений АПСВ и минеральных солей на стенках оборудования и др.;

- осуществлять прогноз эффективной продолжительности работы погружного насосного оборудования в осложнённых условиях эксплуатации;

- эффективно планировать профилактическое обслуживание и ремонты оборудования, не допускать аварийных остановок скважин и, как следствие, потерь добычи нефти.

Анализ известных методов и алгоритмов прогнозирования воздействия осложняющих факторов на эффективность эксплуатации и управляемость погружного насосного оборудования нефтедобывающих скважин показал, что чаще всего оценка их влияния осуществляется на основе эмпирического мате-

матического моделирования, не отражающего физической сущности процессов, имеющих место в реальных условиях эксплуатации погружного оборудования. Необходимость разработки новых механистических подходов к моделированию эксплуатационных параметров погружного оборудования, учитывающих влияние на гидродинамику течения пластовых флюидов свободного газа, отложений минеральных солей и АСПВ, определяет актуальность диссертационного исследования.

На основании результатов проведённого анализа были сформулированы цель и задачи диссертационного исследования. Направленность каждой из поставленных задач заключалась в разработке и совершенствовании цифровой модели одного из элементов погружного оборудования осложнённой скважины для последующей выработки комплекса научно обоснованных рекомендаций и мероприятий по снижению отрицательного влияния осложнений на процесс эксплуатации реальной нефтедобывающей скважины. В Таблице 1 представлены этапы, предусмотренные для выработки рекомендаций и мероприятий по управлению процессом добычи нефти осложнёнными скважинами.

Таблица 1 – Этапы выработки комплекса научно обоснованных рекомендаций и мероприятий по снижению отрицательного влияния осложнений на процесс эксплуатации погружного насосного оборудования нефтедобывающих скважин

1 этап	2 этап	3 этап	4 этап
Получение данных о наличии ОФ по результатам мониторинга эффективности эксплуатации оборудования	Математическое моделирование рабочих процессов в погружных элементах, с учётом осложняющих факторов	Прогнозирование эксплуатационных характеристик виртуальных аналогов погружного оборудования с учётом их деградации вследствие наличия осложнений	Выработка рекомендаций, организационных и технологических мероприятий по повышению эффективности эксплуатации реальной нефтяной скважины
НКТ			

Высокий газовый фактор; отложения АПСВ и неорганических солей	Разработка гидродинамической и тепловой моделей для расчёта параметров течения в НКТ; выбор и адаптация методов образования и отложения АПСВ и солей	Прогнозирование влияния свободного газа, отложений АПСВ и неорганических солей на степень деградации виртуальных характеристик НКТ	Выработка рекомендаций по определению научно-обоснованного межочистного периода работы НКТ
ЭЦН			
Высокий газовый фактор; «полёты» ЭЦН; отложения неорганических солей	Динамическая и стационарная модели течения газожидкостной смеси в каналах ЭЦН	Прогнозирование влияния свободного газа, вязкости флюида, солеотложения на степень деградации виртуальных расходно-напорных характеристик насосов и устойчивость их работы	Выработка рекомендаций по подбору УЭЦН, определению межочистного периода эксплуатации скважин и определению «безполётного» режима эксплуатации УЭЦН.
Погружной газосепаратор			
Высокий газовый фактор; отложения неорганических солей	Математические модели шнекового нагнетателя, кавернообразующего колеса, лопаточной центрифуги ЦГС	Прогнозирование влияния величины и степени диспергирования свободного газа и солеотложения на степень деградации виртуальных характеристик газосепаратора	Выработка рекомендаций по подбору газосепаратора и определению научно-обоснованного межочистного периода эксплуатации скважин
Погружной электродвигатель			
Высокий газовый фактор; отложения неорганических солей; высокая температура охлаждающих флюидов	Математическая модель для прогнозирования температуры ПЭД для стационарного и динамического режимов эксплуатации	Прогнозирование влияния свободного газа и солеотложения на тепловой режим эксплуатации ПЭД	Разработка рекомендаций по условиям эксплуатации ПЭД в зависимости от высокого газосодержания, высокой температуры охлаждающего флюида и отложения неорганических солей

Во второй главе приведена разработка двухфазной (трёхкомпонентной) гидродинамической модели течения жидкости, учитывающей теплообмен скважинной продукции в НКТ с окружающей средой при заданных ОФ. Проведён выбор и адаптация критериев, определяющих образование АСПВ и минеральных солей в НКТ. Разработана методика прогнозирования влияния структуры газожидкостного течения, учитывающая не только эффекты «фазовое проскальзывание жидкость-газ», но и влияние проскальзывания жидких компонентов вода-нефть на температурный режим течения скважинной продукции в НКТ.

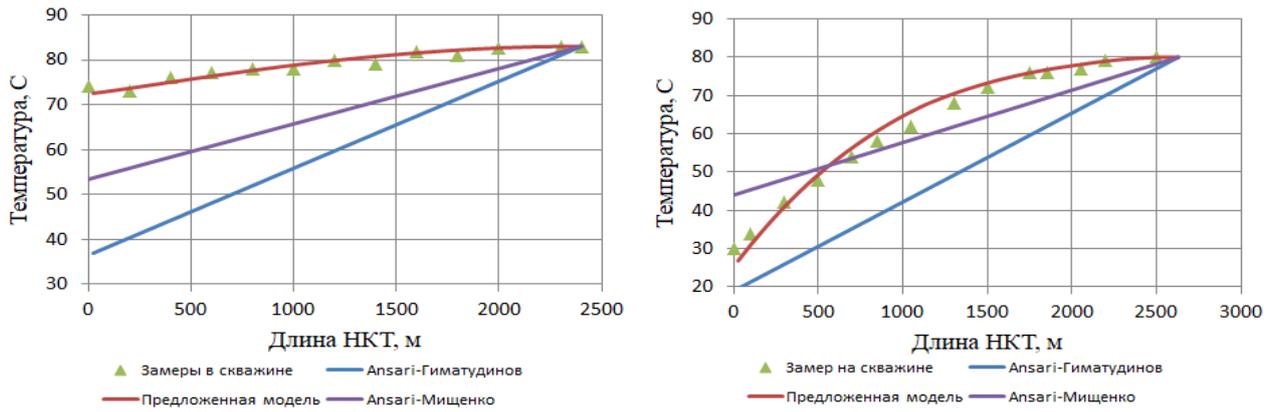
Алгоритм расчёта газоводонефтяной структуры в разработанной модели следующий: по механистическим корреляциям Y. Taitel et al. (1980); D. Barnea (1987), Tengesdal et al. (1998) прогнозируется структура газожидкостного течения (пузырьковая, дисперсно-пузырьковая, пробковая, кольцевая), затем вычисляются приведённые скорости воды и нефти, и по корреляциям J.G. Flores (1997) прогнозируется водонефтяная структура течения (мелкодисперсная нефть в воде, дисперсная нефть в воде, эмульсионная нефть в воде, мелкодисперсная вода в нефти, дисперсная вода в нефти, эмульсионная вода в нефти).

Анализ результатов лабораторных исследований показал, что эффект проскальзывания между водой и нефтью наблюдается для следующих газоводонефтяных структур течения: для пузырьковой газожидкостной структуры с дисперсной и эмульсионной (нефть в воде) водонефтяной структурой и для пробковой газожидкостной структуры с дисперсной и эмульсионной (нефть в воде) водонефтяной структурой (Рисунок 3).

Для перечисленных газоводонефтяных структур течения действительное объёмное содержание нефти в жидкой фазе предлагается рассчитывать по уравнению:

$$H_o = \frac{V_{so}}{C_o V_{SL} + V_{\infty} (1 - H_o)^k},$$

где C_o , k – эмпирические коэффициенты; V_{∞} – скорость дрейфа глобулы нефти; V_{SL} – приведённая скорость течения жидкой фазы; V_{so} – приведённая скорость течения нефти.



а)

б)

а) пузырьковый газожидкостной режим;

б) пробковый газожидкостной режим

Рисунок 3 – Результаты сравнения расчётных и экспериментальных данных распределения температуры скважинной продукции вдоль НКТ

Достоверный прогноз газоводонефтяной структуры позволяет более точно определять степень обводнённости жидкой фазы вдоль НКТ, и, следовательно, точнее определять теплоотдачу скважинной продукции в окружающую среду. В качестве демонстрации возможностей новой гидродинамической модели, с учётом уточнённого расчёта обводнённости смеси, на рисунке 3 приведено сравнение результатов расчёта распределения температуры скважинной продукции вдоль НКТ, полученных по разработанной механистической модели двухфазного (трёхкомпонентного) течения, с расчётами по эмпирическим моделям Ш.Г. Гиматудинова, и И.Т. Мищенко.

Моделирование процессов отложения минеральных солей и АПСВ включает в себя выбор и адаптацию по экспериментальным данным известных методик расчёта температуры насыщения нефти парафином, прогноза глубины и скорости выпадения АСПО, индекса насыщения сульфатных и карбонатных солей для прогнозирования их отложения на стенках НКТ.

Прогнозирование негативного влияния отложений на процесс лифта добываемой скважинной продукции в НКТ основано на компьютерном моделировании и включает в себя расчёты:

- распределения давления и температуры вдоль стенок НКТ;
- глубины и скорости отложения АСПВ на стенках НКТ;

- влияния толщины отложения АСПВ на стенках НКТ на подачу УЭЦН;
- возможности солеотложения, путём расчёта индекса насыщения SI_s .

Результаты сравнения глубин отложения АСПВ в НКТ, рассчитанные по различным методикам, приведены на Рисунке 4.

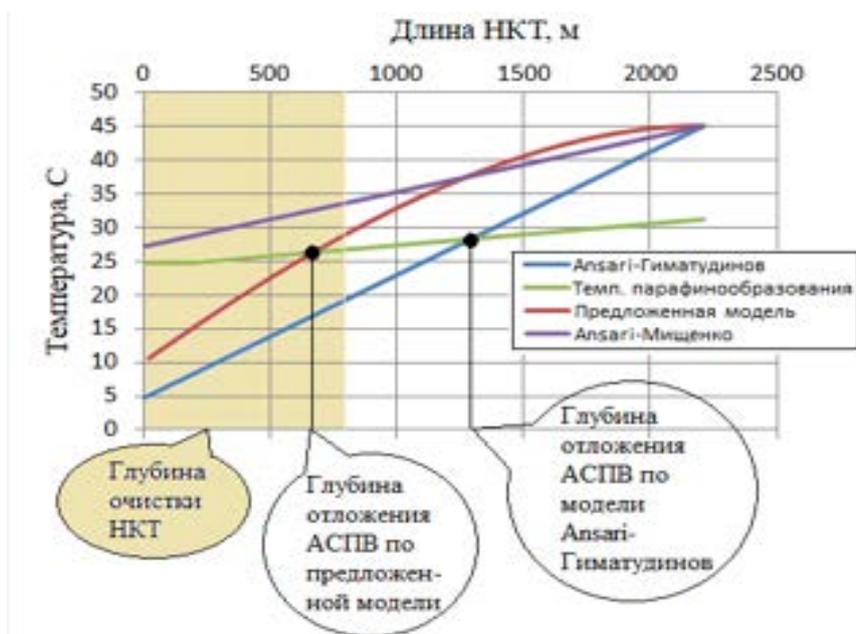


Рисунок 4 – Сравнение планируемой глубины очистки НКТ от АСПВ с расчётными значениями глубины отложения парафинов, полученными по разработанной модели, методикам И.Т. Мищенко и Ш.К. Гиматудинова

На Рисунке 5 приведено сравнение запланированной глубины очистки с расчётной (по разработанной двухфазной (трёхкомпонентной) гидродинамической модели) глубиной отложения АСПВ в НКТ для фонда осложнённых скважин.

Программные алгоритмы расчёта температуры скважинной продукции, разработанные на основе двухфазной (трёхкомпонентной) гидродинамической модели, использованы в программе информационной системы управления механизированным фондом скважин (ИС Мехфонд).

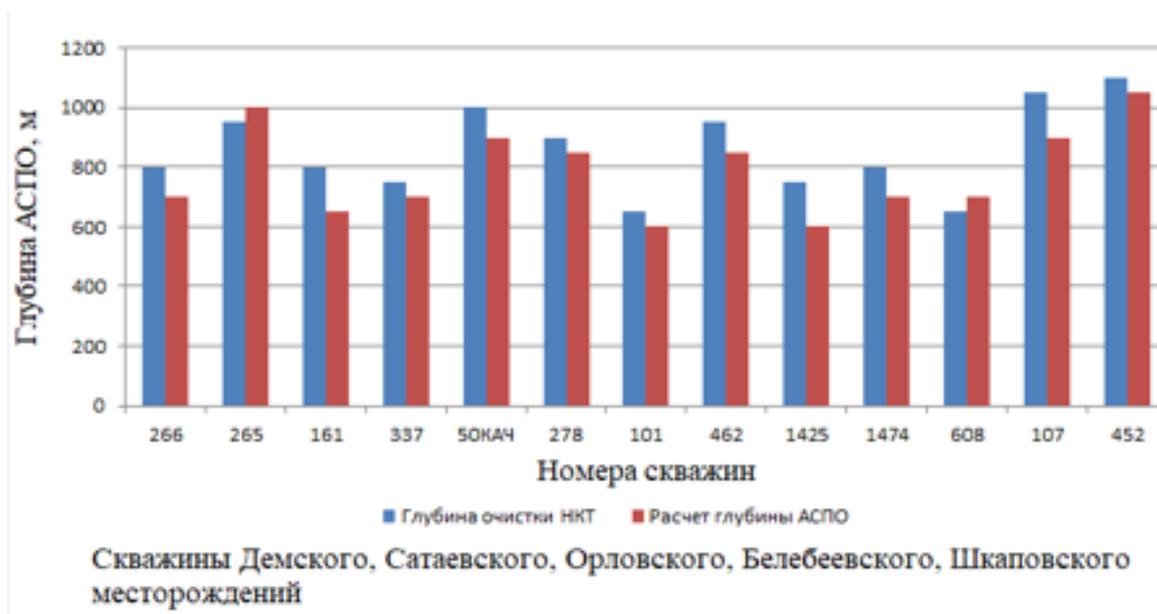


Рисунок 5 – Сравнение планируемой и расчётной (по разработанной модели) глубины очистки НКТ от АСПВ для фонда осложнённых скважин

В третьей главе приведены результаты гидродинамического моделирования течения газожидкостной смеси в проточных каналах центробежного газосепаратора для УЭЦН, включающего в себя комплекс математических моделей для расчёта:

- расходно-напорной характеристики шнекового нагнетателя;
- степени укрупнения пузырьков газа и оптимизации геометрии кавернообразующего колеса газосепаратора;
- траектории движения пузырьков газа в лопаточной центрифуге газосепаратора.

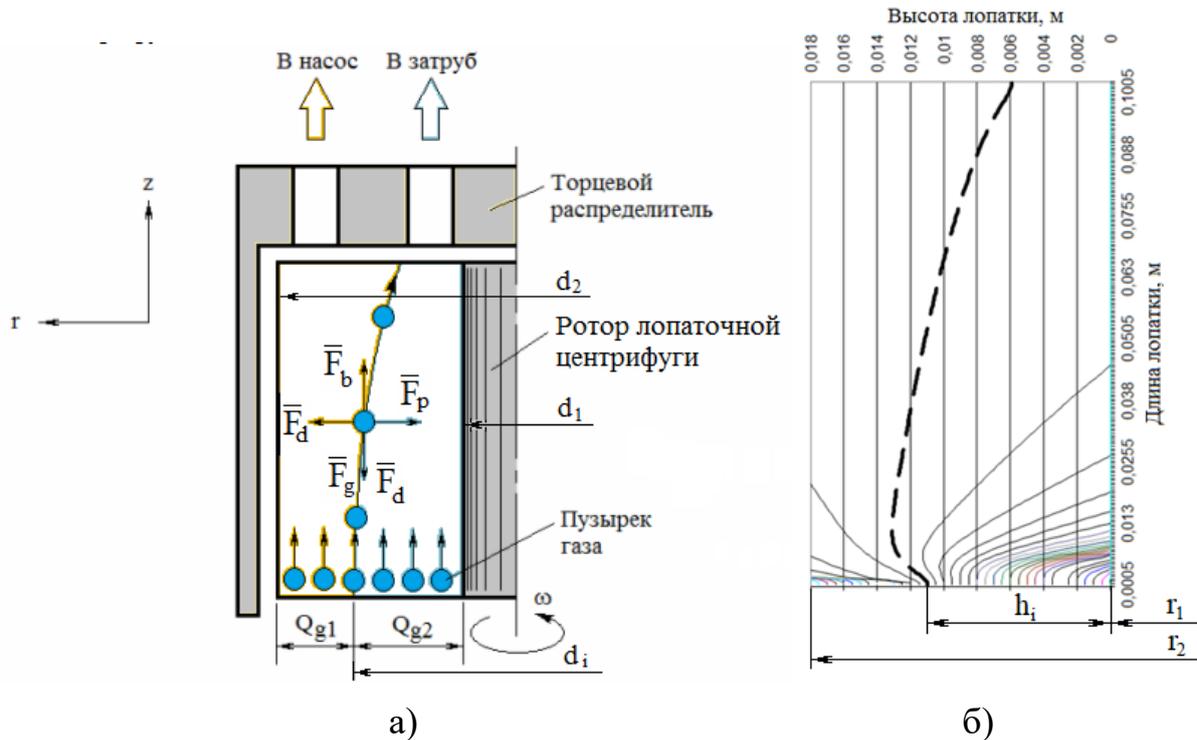
Впервые разработана методика расчёта коэффициента сепарации газосепаратора, основанная на данных анализа траекторий движения пузырьков газа в межлопаточном канале центрифуги при различном газосодержании и дисперсности смеси. Методика включает в себя расчёт поля скоростей жидкости и построение траекторий движения пузырьков газа в межлопаточных каналах центрифуги. Для расчёта поля скоростей течения жидкости в межлопаточном канале центрифуги в двухмерной постановке использовались уравнения Рейнольдса. Для построения траектории движения пузырьков газа применялось уравнение баланса сил (Рисунок 6,а), приложенных к пузырьку газа в радиальном

$$\vec{F}_d + \vec{F}_p = 0$$

и вертикальном направлении

$$\vec{F}_d + \vec{F}_b + \vec{F}_g + \vec{F}_p = 0,$$

где F_d – сила гидродинамического сопротивления; F_p – сила от перепада давлений, вызванная воздействием центробежных сил; F_b – выталкивающая сила; F_g – сила тяжести.



а) расчётная схема движения пузырьков газа;

б) результаты численного расчёта траекторий движения пузырьков газа

Рисунок 6 – Расчёт траектории движения пузырьков газа в лопаточной центрифуге

На Рисунке 6,б представлены результаты численного расчёта траекторий движения пузырьков газа в межлопаточных каналах лопаточной центрифуги. Если допустить, что пузырьки газа на входе в лопаточную центрифугу равномерно распределены вдоль входной кромки лопатки и имеют сферическую форму одного диаметра, то коэффициент сепарации газа K_c можно рассчитать из выражения (Рисунок 6,б):

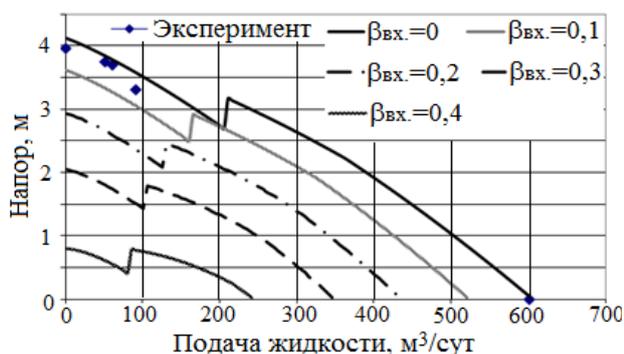
$$K_c = \frac{(r_1 + h_i)^2 - r_1^2}{r_2^2 - r_1^2}.$$

Прогнозирование влияния осложняющих факторов на степень деградации эксплуатационных характеристик газосепаратора, включало в себя расчёты:

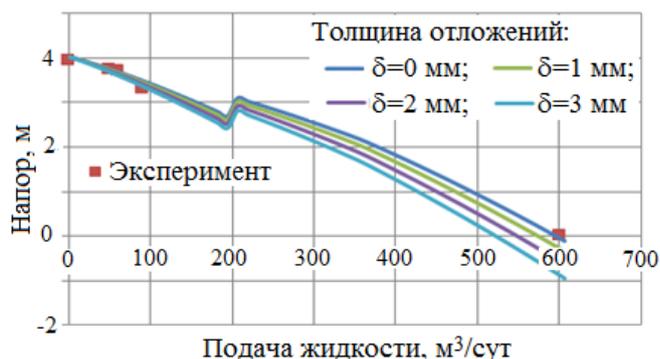
– деградации расходно-напорной характеристики шнекового нагнетателя под воздействием свободного газа и солеотложения на лопатках нагнетателя (Рисунок 7);

– сепарационных характеристик скважинного газосепаратора (Рисунок 8).

На Рисунке 7 приведены результаты расчёты расходно-напорных характеристик шнекового нагнетателя для различных значений объёмного газосодержания на приёме газосепаратора (Рисунок 7,а) и различной толщины отложения солей на лопатках его шнека (Рисунок 7,б).



а)



б)

а) наличие свободного газа на приёме ЦРГ;

б) наличие отложения солей на поверхности шнека

Рисунок 7 – Модельное прогнозирование степени деградации расходно-напорной характеристики шнекового нагнетателя газосепаратора

Для качественной и количественной оценки погрешности вычислений, согласно предложенной методики расчёта коэффициента сепарации газосепаратора, было проведено сравнение расчётных (прогнозируемых) и экспериментальных характеристик на примере газосепаратора марки ГСА5-1 с учётом и без учёта естественной сепарации.

На Рисунке 8 приведено сопоставление расчётных и замеренных данных, характеризующих влияние газожидкостной дисперсности скважинной продукции на величину коэффициента сепарации газосепаратора.

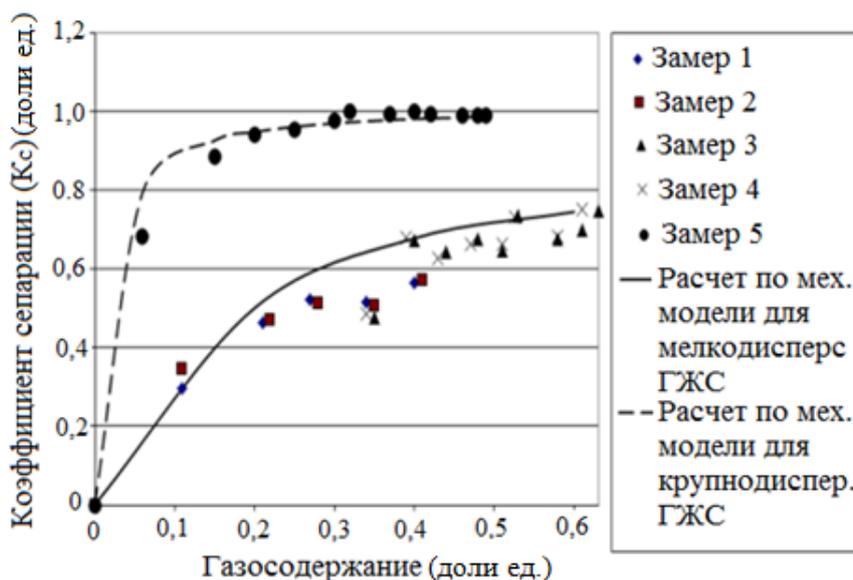


Рисунок 8 – Сравнение расчётных и экспериментальных характеристик газосепаратора ГСА-5-1: для мелкодисперсной ГЖС $d_p = 0,02 \times 10^{-3} - 0,04 \times 10^{-3}$ м; для крупнодисперсной ГЖС $d_p > 0,12 \times 10^{-3}$ м

Прогнозирование степени деградации эксплуатационных характеристик газосепаратора позволяет обоснованно рекомендовать проведение мероприятий по оптимизации процесса добычи нефти с учётом ОФ:

- подбор газосепаратора (в условиях недостаточной информации о его рабочих характеристиках) под заданные условия эксплуатации скважины, осложнённой высоким газосодержанием и отложением неорганических солей;
- управление параметрами осложнений работы газосепаратора путём планирования МОП нефтедобывающих скважин.

Программные алгоритмы, разработанные на основе разработанного комплекса методик прогнозирования рабочих характеристик ЦРГ, использованы в программном комплексе «Rosneft-WellView», внедрённом в промышленную эксплуатацию на добывающих предприятиях ПАО «НК «Роснефть», в частности, в ООО «РН-Юганскнефтегаз», «РН-Пурнефтегаз», «РН-Сахалинморнефтегаз», «РН-Ставропольнефтегаз», что позволило повысить эф-

фективность мониторинга и оптимизации режимов эксплуатации механизированного фонда скважин.

Четвёртая глава посвящена прогнозированию негативного влияния осложняющих факторов (высокой пластовой температуры, наличия свободного газа и минеральных солей в скважинной продукции) на температурные условия эксплуатации погружных асинхронных электродвигателей (ПЭД). В условиях отсутствия данных телеметрии, одним из основных способов мониторинга температурных условий эксплуатации ПЭД является моделирование процесса переноса тепла от корпуса электродвигателя к охлаждающему флюиду. Текущую температуру двигателя, через потери мощности на теплоотдачу в окружающую среду ΔP_{Di} можно выразить как сумму температур пластовой жидкости T_{nl} , температуры жидкости охлаждения T_{fi} и температуры поверхности двигателя T_{kopi}

$$T_{Di} = T_{nl} + T_{fi} + T_{kopi} = T_{nl} + \frac{\Delta P_{Di}}{Q_{Li} C_{PL} \rho_{Li} + Q_{gi} C_{Pg} \rho_{gi}} + \frac{\Delta P_{Di}}{U_i \pi D_D L_D},$$

где $U_i = \left(\frac{D_D}{D_C \alpha_{fi}} + \frac{1}{\alpha_{Di}} \right)^{-1}$ - суммарный коэффициент теплоотдачи; α_{fi} - коэффициент

теплоотдачи охлаждающего флюида; α_{Di} - коэффициент теплоотдачи электродвигателя; Q_{Li}, Q_{gi} - объёмные расходы жидкости и газа в области ПЭД, соответственно; C_{PLi}, C_{Pgi} - удельные теплоёмкости жидкости и газа; ρ_{Li}, ρ_{gi} - плотности жидкости и газа, соответственно; D_D - диаметр ПЭД; L_D - длина ПЭД; D_C - внутренний диаметр эксплуатационной колонны.

Прирост температуры охлаждающего флюида T_{fi} непосредственно связан с преобразованием в асинхронном двигателе, электрической энергии в механическую, которое сопровождается потерями мощности ΔP_{Di} . Потери мощности ΔP_{Di} , выраженные через текущий момент на валу электродвигателя и КПД в зависимости от угловой скорости определяются в виде

$$\Delta P_{Di} = M_i \omega_i \left(\frac{1}{\eta_i} - 1 \right) = \frac{\sqrt{3} \left(U_n \sqrt{f_i^*} \right)^2 r_2' \frac{\omega_0 f^*}{\omega_0 f^* - \omega_i} \omega_i}{\omega_0 f_i^* \left[\left(r_1 + r_2' \frac{\omega_0 f^*}{\omega_0 f^* - \omega_i} \right)^2 + f_i^{*2} (x_1 + x_2')^2 \right]} \left(\frac{1}{\eta_i} - 1 \right),$$

где $f_i^* = \frac{f_i}{f}$ – относительная частота; f – заданная частота питающего переменного тока; f_i – изменяющаяся частота; r_2', x_2' – активное и индуктивное приведённые сопротивления ротора, соответственно; r_1, x_1 – активное и индуктивное сопротивления статора, соответственно; ω_0 – синхронная угловая скорость; ω_i – рабочая угловая скорость; U_n – номинальное напряжение электродвигателя;

$$\eta_i = \frac{M_i \omega_i}{M_i \omega_i + P_{mech} + P_{lm} + P_{var}}$$

– КПД электродвигателя; P_{mech} – механические потери; P_{lm} – потери мощности в меди статора; P_{var} – переменные потери. Угловая скорость ω_i для i -го момента времени определяется по замеренному значению силы тока $I_{замi}$.

Для прогнозирования коэффициента теплоотдачи газожидкостной смеси была разработана методика, включающая в себя механистическую математическую модель Е.Ф. Саetano для расчёта режима течения газожидкостной смеси и объёмного содержания газа в смеси в кольцевом канале и теорию теплового пограничного слоя на корпусе ПЭД (Рисунок 9, а).

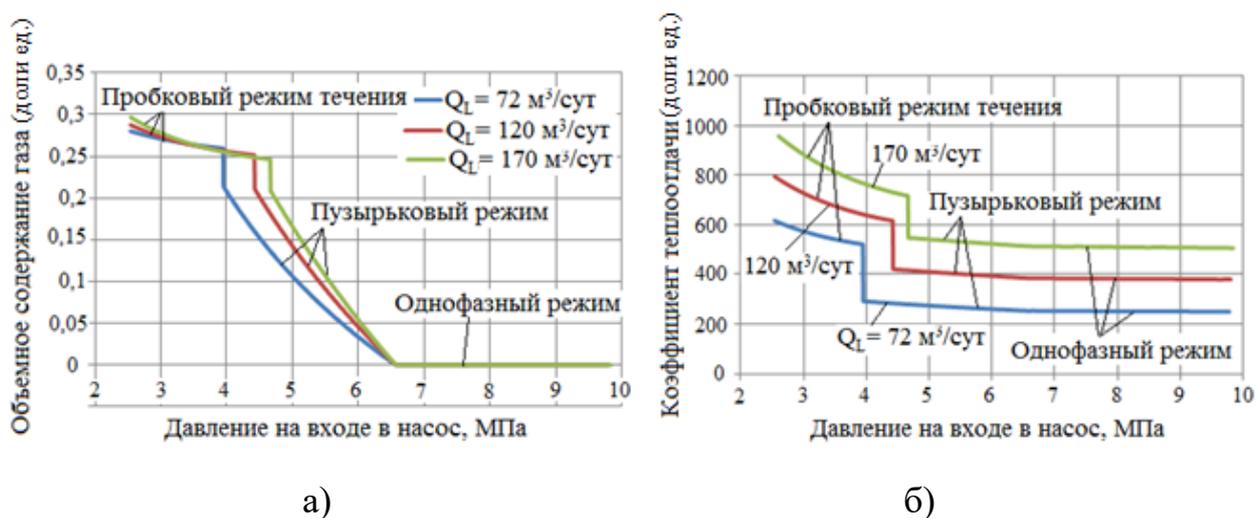


Рисунок 9 – Расчётные зависимости объёмного содержания газа (а) и коэффициента теплоотдачи (б) в зависимости от давления в зоне корпуса ПЭД

При пузырьковом режиме течения скважинной продукции в тепловом пограничном слое преобладает жидкая фаза, поэтому изменение объёмного содержания газа в смеси влияет на теплоотдачу добываемого флюида несущественно. При пробковом режиме течения, вследствие появления пузырьков

Тейлора, часть теплового пограничного слоя занимает газ, поэтому длина пузырька Тейлора оказывает существенное влияние на теплоотдачу добываемого флюида (Рисунок 9,б).

Для пузырькового режима течения коэффициент теплоотдачи охлаждающей газожидкостной смеси α_f записывался как для квазиоднофазной жидкости в виде соотношения:

$$\alpha_f = \frac{N_{Um} \lambda_L}{D_H},$$

где λ_L – коэффициент теплопроводности водонефтяной смеси; N_{Um} – число Нуссельта для движения потока газожидкостной смеси; D_H – гидравлический диаметр кольцевого канала.

Для пробкового режима течения коэффициент теплоотдачи охлаждающего флюида α_f рассчитывался с учётом структуры газожидкостного течения – длины жидкостной пробки и плёнки, исходя из соотношения:

$$\alpha_f = \frac{N_{Us} \lambda_L}{D_H} \frac{L_{LS}}{L_{SU}} + \frac{N_{UTB} \lambda_L}{D_H} \left(1 - \frac{L_{LS}}{L_{SU}}\right),$$

где N_{Us}, N_{UTB} – числа Нуссельта для жидкостной пробки и жидкостной плёнки; L_{LS}, L_{SU} – длина жидкостной пробки и расчётной пробковой структуры.

Другим не менее важным параметром, определяющим температуру двигателя, является коэффициент теплоотдачи ПЭД α_{Di}

$$\alpha_{Di} = \frac{I_{зам.мест}^2}{\left(\frac{\pi D_D L_D (T_{Dзам.мест} - T_{f1})}{\Delta P_{D1}} - \frac{D_D}{D_C \alpha_{fi}} - \frac{D_D}{2 \lambda_s} \ln\left(\frac{D_s}{D_D}\right) \right) I_i^2},$$

где $I_{зам.мест}$ – значения тока, соответствующее замеренной температуре $T_{Dзам.мест}$; I_i – значение тока, полученное в результате ежедневного мониторинга; $T_{f1}, \Delta P_{D1}$ – расчётные значения температуры флюида и потери мощности двигателя, соответствующие замеренной температуре $T_{Dзам.мест}$; D_s – диаметр корпуса ПЭД с учётом толщины слоя солеотложения; λ_s – коэффициент теплопроводности минеральной соли.

На рисунке 10 приведено сопоставление температуры двигателя, полученной по алгоритму «виртуального датчика температуры» ПЭД с замеренной температурой двигателя и прогноз изменения температуры двигателя с ростом толщины солеотложения $h_s = 0 \dots 3$ мм на корпусе ПЭД.

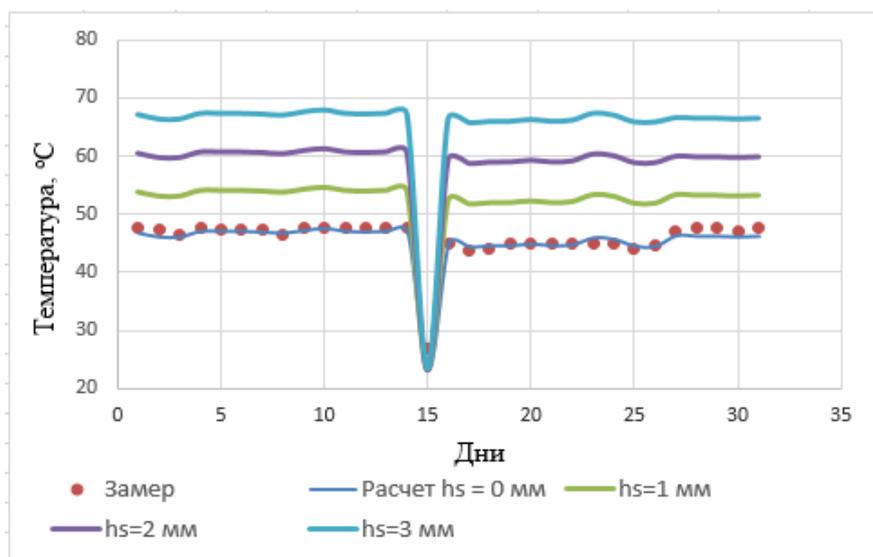


Рисунок 10 – Сопоставление расчётных и замеренных значений температуры ПЭД в процессе освоения скважины и прогнозирования изменения температуры двигателя с ростом толщины солеотложения

Прогнозирование, основанное на моделировании теплового режима работы ПЭД, позволяет рекомендовать следующие мероприятия по оптимизации процесса эксплуатации погружных асинхронных электродвигателей:

- по определению критической скорости охлаждающей газожидкостной смеси, необходимой для нормативного охлаждения ПЭД, зависящей от высокого газосодержания и отложения неорганических солей;
- по определению МОП для удаления солеотложения на корпусе ПЭД для предотвращения «теплового удара» электродвигателя.

В пятой главе предложены компьютерные алгоритмы прогнозирования расходно-напорных характеристик насоса, позволяющие обоснованно осуществлять подбор количества ступеней ЭЦН в условиях высокого газосодержания скважинной продукции и аварийных режимов работы насоса, сопровождающихся сильной вибрацией установки (риском «полёта» ЭЦН), вызванной потерей устойчивости течения газожидкостной смеси в межлопаточных каналах

насоса. Прогнозирование осуществлялось путём гидродинамического моделирования газожидкостного течения в межлопаточных каналах рабочего колеса и диффузора ступени УЭЦН в широком диапазоне изменения газосодержания и толщины солевых отложений на стенках межлопаточных каналов.

Для гидродинамического расчёта параметров неустановившегося течения газожидкостной смеси в межлопаточных каналах ступени насоса использовались уравнения неразрывности и количества движения в форме:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\alpha_p \rho_p) + \frac{1}{r \sin \beta} \frac{\partial}{\partial s}(r \alpha_p \rho_p W_p \sin \beta) = 0;$$

$$\frac{dp}{dr} = -\rho_p \frac{\partial W_p}{\partial t} \frac{ds}{dr} - \rho_p W_p \frac{dW_p}{dr} + \rho_p \omega^2 r + \left(\frac{dp}{ds} \right)_{f,p} \frac{ds}{dr} - \frac{M_{p,s}}{\alpha_p} \frac{ds}{dr},$$

где индекс « p » – наименование фазы ($p=L$ – для жидкости; $p=g$ – для газа); W – относительная скорость; p – статическое давление; s – линия тока; r – радиальная координата; α – объёмное содержание фазы; ρ – плотность фазы; ω –

угловая скорость; $\left(\frac{dp}{ds} \right)_{f,p} = -f_p \frac{\rho_p W_p^2}{2d_{H,p}}$ – градиент давления, вызванный трением фазы о стенки межлопаточного канала; $d_{H,p} = \frac{4aH}{2(a+H)} \alpha_p$ – гидравлический диаметр межлопаточного канала; H, a – высота и ширина межлопаточного канала рабочего колеса и диффузора ЭЦН, соответственно.

Корреляция для расчёта коэффициента межфазной передачи импульса имела вид:

$$-M_{g,s} = M_{l,s} = \frac{3\alpha_g}{8r_{\text{межфаз}}} C_d \rho_L |W_g - W_L| (W_L - W_g),$$

где C_d – коэффициент гидродинамического сопротивления; $r_{\text{межфаз}}$ – характеристический межфазный размер.

Для расчёта границ пузырьковой, переходной и с газовой каверной структур газожидкостного течения, в межлопаточных каналах модели ЭЦН Clift GC6100 была разработана механистическая модель, основанная на предложенном механизме генерирования неустойчивых газовых каверн в межлопаточных каналах центробежного колеса ЭЦН. На основе уравнения баланса сил, дей-

ствующих на пузырёк газа в межлопаточном канале центробежного колеса, впервые в качестве критерия было получено феноменологическое выражение в виде многопараметрической функции для прогнозирования границ перехода газожидкостных структур от «пузырькового» режима течения к «переходному» и от «переходного» к течению с «устойчивой газовой каверной» в виде соотношения:

$$\lambda_g = \left\{ \left\{ \frac{18\mu_m \left[\frac{\rho_m (2r\omega)^4}{\mu_m} \right]^{0,8} \left(\frac{\sigma_L}{\rho_L} \right)^{-1,2} \left(\frac{\rho_L}{\rho_g} \right)^{-0,4} \alpha_{gi} \rho_L (W_L - W_g) |W_g - W_L|}{K(\text{Re})^2 (1 - \alpha_{gi}) \sin(\beta_i) \left[\rho_L \left(r_i \omega^2 - \frac{W_L^2}{r_i} \right) - \rho_g r_i \omega^2 - f_L \frac{\rho_L W_L^2}{d_{H,L} \sin(\beta_i)} \right]} \right\}^{5/6} - a \frac{1}{b} \right\}^2,$$

где $a, b, K(\text{Re})$ – соотношения, полученные эмпирически; σ_L – коэффициент поверхностного натяжения; ω – угловая скорость вращения приводного вала насоса.

Предложенное уравнение при граничных значениях $\alpha_{gi} = \alpha_{g2} = 0,15$; $r_i = r_2$ и $\beta_i = \beta_2$ описывает условие, при котором пузырьки газа тормозятся в области периферии рабочего колеса ЭЦН, что соответствует условию на границе перехода от «пузырькового» режима течения к «переходному», а при $\alpha_{gi} = \alpha_{g1} = 0,2$; $r_i = r_1$ и $\beta_i = \beta_1$ описывает условие торможения пузырьков газа на входе в импеллер, что соответствует границе «переходного» режима течения газожидкостной смеси и течения с «устойчивой газовой каверной».

На Рисунках 11а) и б) приведено сопоставление расчётных кривых границ между режимами течения в межлопаточном канале центробежного рабочего колеса ЭЦН с экспериментальными данными.

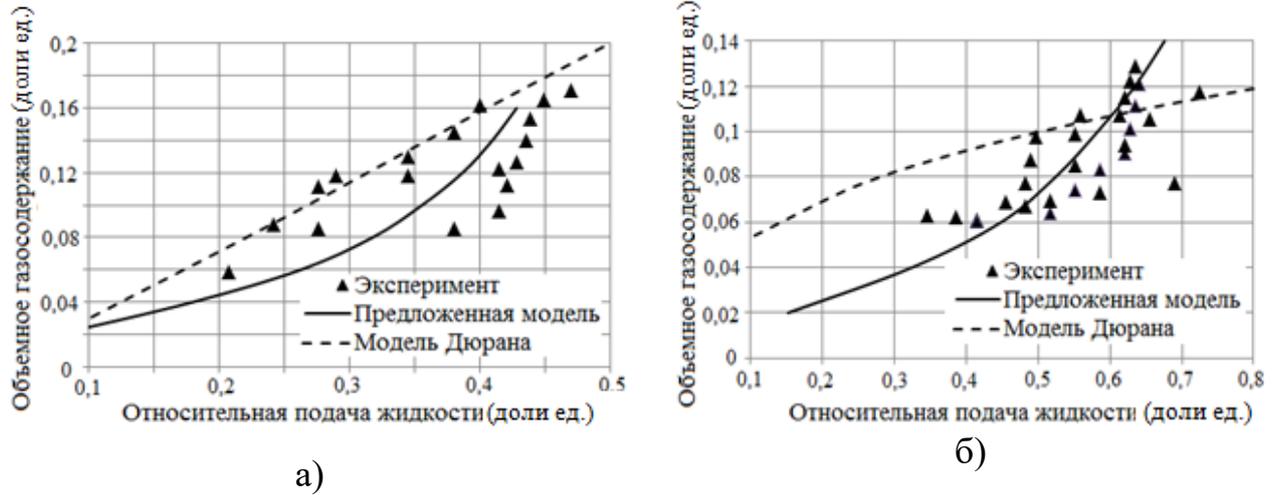


Рисунок 11 – Сравнение расчётной кривой границы между режимами течения в межлопаточном канале центробежного рабочего колеса насоса с экспериментальными данными

Для прогнозирования деградации расходно-напорной характеристики ЭЦН были проведены расчёты с использованием стационарной модели течения жидкости в каналах ЭЦН, позволяющей прогнозировать деградацию эксплуатационных характеристик насоса в зависимости от толщины солеотложения на лопатках его рабочего колеса и диффузора, вязкости жидкости (Рисунок 12 а,б).

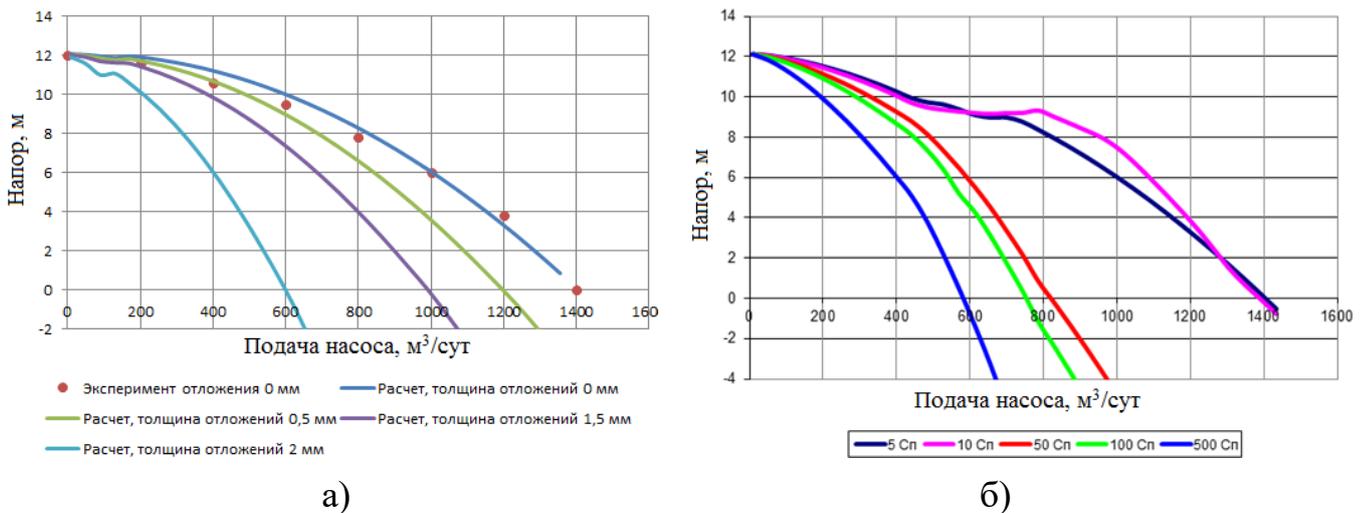


Рисунок 12 – Деградация расходно-напорных характеристик насоса марки Clift GC6100 в процессе прогнозирования солеотложения в межлопаточных каналах ЭЦН и изменения вязкости жидкой фазы

На Рисунке 13 представлено моделирование деградации расходно-напорных характеристик насоса марки Clift GC6100 для различных значений газа на его приёме и их сопоставление с экспериментальными данными.

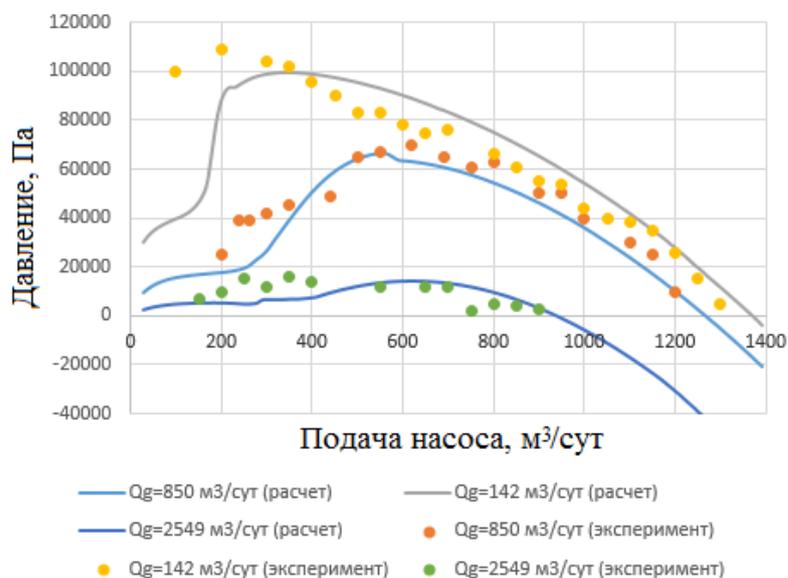


Рисунок 13 – Прогнозирование деградации расходно-напорных характеристик насоса марки Clift GC6100 для различных значений газа на его приёме и их сопоставление с экспериментальными данными

Для прогнозирования неустойчивой работы многоступенчатого УЭЦН, сопровождающейся вибрацией и возможным разрушением конструкции, была разработана методика анализа переходных процессов, полученных с использованием динамической модели системы ЭЦН-ПЭД. Прогнозирование, основанное на моделировании степени деградации расходно-напорных характеристик насоса, позволяет разработать мероприятия:

- по оптимизации процесса подбора количества ступеней УЭЦН для скважин, осложнённых высоким газосодержанием, отложением неорганических солей и высокой вязкостью жидкой фазы;
- по определению диапазона рабочих подач УЭЦН, в котором отсутствует риск возникновения режимов неустойчивой работы насоса, сопровождающейся вибрацией погружного оборудования;
- по планированию МОП скважинных насосов.

Шестая глава посвящена анализу динамической устойчивости процесса управления системой пласт-скважина в условиях высокого газосодержания

скважинной продукции с последующим обоснованием мероприятий по оптимизации процесса управления дебитом механизированных скважин и по снижению негативного влияния осложнений на процесс добычи нефти.

Для прогнозирования рисков возникновения неустойчивой работы скважины были разработаны интегрированные модели – пласт-фонтанирующая скважина, пласт-УЭЦН-скважина.

Интегрированные модели включали в себя:

- модификацию модели призабойной зоны пласта, отличающуюся от известных, в частности, моделей E.E. Blick, P.N. Enga, и P.C. Lind (1988), симуляцией газожидкостного притока добываемого флюида в скважину;

- аналитическую модель типа «drift_flux» для расчёта параметров газожидкостного течения в стволе скважины, отличающуюся от известных (М.М. Хасанов, А.А. Пашали и др., 2006) учётом потерь давления на трение жидкости;

- модель нестационарной естественной сепарации газа на приёме насоса, отличающуюся от известных (R. Marquez, 2004) учётом нестационарности течения флюида в затрубном пространстве скважины;

- стационарную математическую модель для расчёта расходно-напорной характеристики ЭЦН в зависимости от изменения оборотов электродвигателя и газосодержания.

- алгоритм прогнозирования влияния свободного газа в НКТ на параметр запаздывания переходных процессов по расходу жидкости от выкида насоса до устья скважин.

Моделирование нестационарного газожидкостного потока в НКТ с пузырьковой структурой течения осуществлялось с использованием двухжидкостной модели, включающей уравнения неразрывности и количества движения для газа и жидкости в виде:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\alpha_g \rho_g) + \frac{\partial}{\partial x}(\alpha_g \rho_g V_g) = \Gamma_{Lg} + S_g;$$

$$\frac{\partial}{\partial t}((1 - \alpha_g) \rho_L) + \frac{\partial}{\partial x}((1 - \alpha_g) \rho_L V_l) = -\Gamma_{gL} + S_L;$$

$$\rho_L \frac{dV_l}{dt} + \rho_L V_l \frac{dV_l}{dx} = -\frac{dP}{dx} - \frac{S_{wL}}{A(1 - \alpha_g)} \tau_{wL} - \frac{M_L}{(1 - \alpha_g)} + \rho_L g \sin \theta;$$

$$\rho_g \frac{dV_g}{dt} + \rho_g V_g \frac{dV_g}{dx} = -\frac{dP}{dx} - \frac{M_g}{\alpha_g} + \rho_g g \sin \theta,$$

где S_g, S_L – массовый прирост фазы за время t за счёт подвода (отвода) массы из вне; Γ_{Lg}, Γ_{gL} – массовый прирост фазы за время t за счёт изменения агрегатного состояния; τ_{wL} – касательное напряжение на границе жидкость-стенка колонны; α_g – действительное объёмное содержание газа; P – давление; ρ_L, ρ_g – плотность жидкости и газа, соответственно; A – площадь поперечного сечения трубы; V_l, V_g – действительные скорости течения жидкости и газа, соответственно; θ – угол наклона трубы; S_{wL} – периметр на границе жидкой фазы и стенки канала.

Сила, возникающая на границе газовой пузырьёк-жидкость, связана с гидродинамическим сопротивлением, поэтому выражение для расчёта силового воздействия жидкости на пузырьёк газа в расчётном сечении имело вид:

$$M_g = \frac{3 \alpha_g C_d \rho_L V_s |\vec{V}_s|}{4 d_b}.$$

В качестве замыкающего уравнения было предложено соотношение для расчёта коэффициента гидродинамического сопротивления C_d , отличающееся от известных широким диапазоном расчётных размеров пузырьёков газа d_b – от 0,1 до 20 мм

$$C_{doo} = \frac{4d_b(1/V_{T1}^2 + 1/V_{T2}^2)(\rho_L - \rho_g)|g|}{3h(\alpha_g)^2 \rho_L},$$

где d_b – диаметр пузырьёка газа; $h(\alpha_g) = (1 - \alpha_g)^n$ – параметр, учитывающий конечное число пузырьёков газа; V_{T1} – скорость всплытия пузырьёка газа, когда доминируют вязкостные эффекты; V_{T2} – скорость всплытия пузырьёка газа, когда доминируют эффекты поверхностного натяжения.

Примеры прогнозирования времени запаздывания сигнала по расходу при различных значениях обводнённости и газосодержания добываемой скважинной продукции, полученные путём расчёта переходных процессов пузырьёковой газожидкостной смеси в вертикальном трубопроводе, приведены на Рисунке 14.

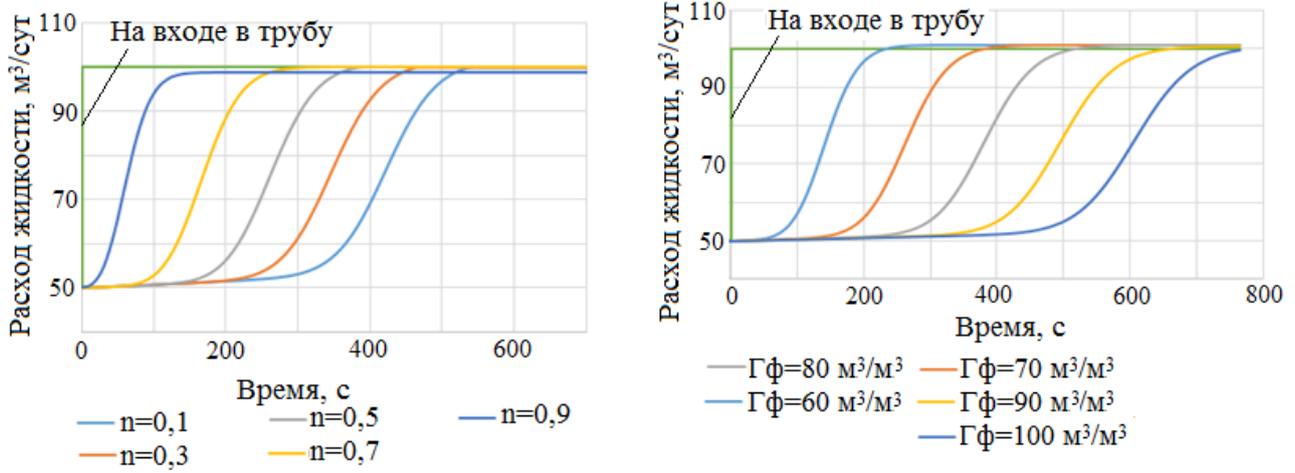


Рисунок 14 – Численный расчёт времени запаздывания переходных процессов по расходу пузырьковой структуры течения добываемой смеси при различных значениях обводнённости и газосодержания

На Рисунке 15 приведён пример анализа устойчивости работы фонтанирующей скважины.

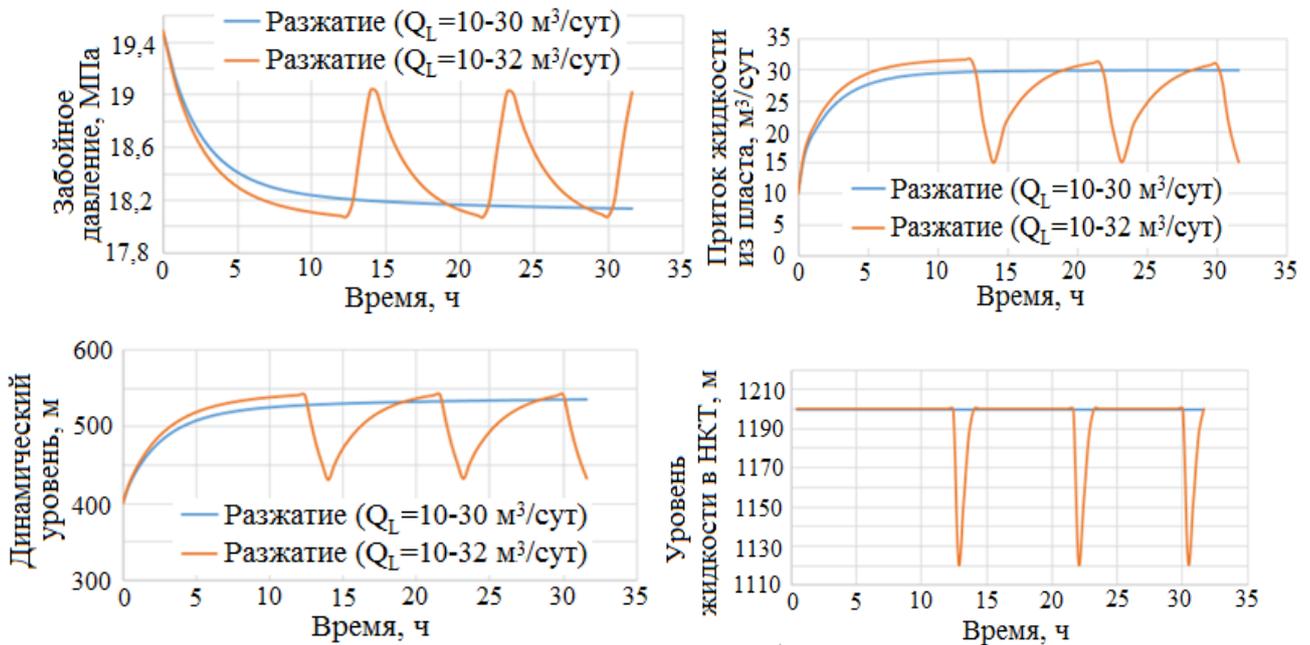


Рисунок 15 – Пример моделирования выхода фонтанирующей скважины на циклический режим работы

Интегрированная модель «пласт-скважина» позволяет оценить риск возникновения неустойчивой работы в процессе управления добычей нефти фон-

танирующей скважины при различных значениях обводнённости скважинной продукции и подобрать оптимальный размер штуцера насоса. На Рисунке 15 также приведены примеры регулирования дебита фонтанирующей скважины путём изменения диаметра штуцера, приводящего в зависимости от значения обводнённости к её устойчивой или циклической работе. Динамические расчёты осуществлялись при следующих исходных данных: давление газа в затрубье скважины – 4,5 МПа; пластовая температура – 80 °С; газовый фактор – 300 м³/м³; относительная плотность газа – 0,8; относительная плотность нефти – 0,86; пластовое давление – 25 МПа; длина скважины – 2000 м; длина НКТ – 1200 м; угол наклона скважины – 90°; обводнённость добываемой продукции – 0,85 – 0,9; наружный диаметр НКТ – 0,072 м; внутренний диаметр эксплуатационной колонны – 0,164 м; плотность воды – 1000 кг/м³; динамический уровень при стационарном режиме эксплуатации скважины – 400 м; коэффициент проницаемости пласта – 0,017 мкм²; толщина пласта – 15 м; динамическая вязкость флюида – 3 мПа·с; пористость пласта – 0,3; радиус контура питания скважины – 200 м; радиус колонны – 0,127 м.

Моделирование процесса управления фонтанирующей скважиной осуществлялось путём ступенчатого увеличения расхода добываемого флюида через НКТ от $q_{tub} = 10$ м³/сут (при нормальных условиях (н.у.) до $q_{tub} = 30 - 32$ м³/сут (н.у.).

На Рисунке 16 приведён пример анализа устойчивости работы механизированной скважины. Интегрированная модель «пласт-УЭЦН-скважина» позволяет оценить устойчивость работы механизированной скважины, оборудованной УЭЦН. На Рисунках 16 а), б) приведены результаты симуляции устойчивой работы скважины после форсирования работы УЭЦН (увеличения подачи насоса за счёт увеличения оборотов ПЭД от $N = 2950$ до 3300 об/мин ($Q = 50$ м³/сут до 58 м³/сут). На Рисунках 16 в), г) приведены результаты симуляции периодической работы скважины после форсирования работы УЭЦН (увеличения подачи насоса за счёт увеличения оборотов ПЭД от $N = 2950$ до 3300 об/мин ($Q = 25$ м³/сут до 56 м³/сут). На Рисунках 16 д), е) представлены результаты численного моделирования в случае остановки и запуска УЭЦН.

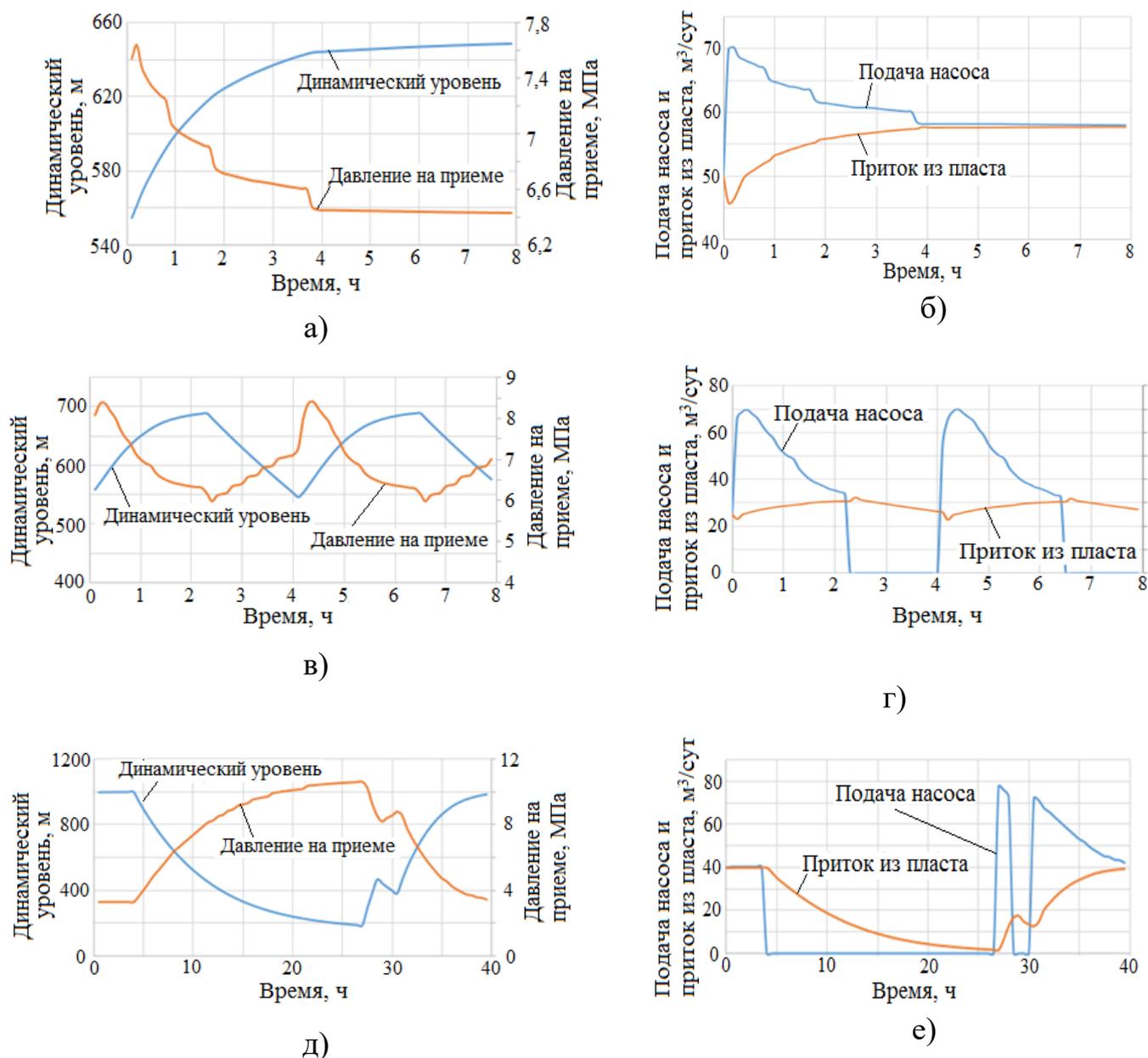


Рисунок 16 – Результаты расчёта работы динамического симулятора пласт-скважина

Прогнозирование нестационарного течения газожидкостной смеси в НКТ позволяет выработать рекомендации по оптимизации процесса освоения малодебитных скважин без их предварительного глушения, когда оператору для правильного замера дебита скважины после изменения подачи насоса необходимо знать время, необходимое для определения установившегося режима течения газожидкостной смеси в НКТ.

Прогнозирование нестационарных режимов течения газожидкостной смеси с использованием интегрированной модели позволяет разработать рекомендации по оптимизации:

- добычи нефти фонтанирующими скважинами с учётом рисков неустойчивости работы от постепенного увеличения обводнённости добываемого флюида и (или) снижения его газового фактора;
- периодического режима работы механизированных скважин согласно критерия минимизации себестоимости добываемой нефти;
- времени освоения скважины с учётом возможных рисков срыва подачи ЭЦН, а также с учётом возможного планирования необходимого количества остановок электродвигателя для нормализации температурного режима работы УЭЦН.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

1 Представлены результаты анализа влияния относительного забойного давления ($P_{заб}/P_{нас}$) ($P_{нас}$ – давление насыщения нефти газом) добывающих скважин месторождений Западно-Сибирского региона на интенсивность проявления осложняющих факторов, а также безотказность работы погружного оборудования. Установлено, что значения рабочих забойных давлений на анализируемых объектах разработки (ООО «РН-ЮНГ», «РН-ПНГ» и «РН-Ванкор») равны 5 – 7 МПа для скважин с ЭЦН и 3 – 3,5 МПа для скважин, оборудованных штанговыми насосами, при значениях давления насыщения нефти газом 4,1 – 27,1 МПа, т.е. эксплуатация более 90% скважин происходит в условиях, когда относительное забойное давление $P_{заб}/P_{нас} < 1$. Эксплуатация скважин при значениях забойного давления ниже давления насыщения нефти газом привело к тому, что за последние два года на месторождениях, эксплуатируемых ООО «РН-Юганскнефтегаз», количество скважин, осложнённых высоким газовым фактором возросло в 3,1 раза, отложением солей – в 3,6 раза, АСПО – в 7,6 раз. На примере Тарасовского и Ванкорского месторождений проведён вероятностно-статистический анализ наработки скважин на отказ при различных значениях относительного забойного давления $P_{заб}/P_{нас}$. Установлено, что при максимальных эксплуатационных значениях относительного забойного давления в скважинах ($P_{заб}/P_{нас} = 0,4 – 0,5$), оборудованных УЭЦН, на Тарасовском место-

рождении вероятностное значение показателя СНО находится в пределах 100 – 200 сут., в скважинах Ванкорского месторождения 50 – 100 сут. Для минимальных значений относительного забойного давления ($P_{заб}/P_{нас} \sim 0,1$) показатель СНО в скважинах Тарасовского месторождения возрастает до 900 – 1000 сут., Ванкорского месторождения до 400 – 450 сут.

2 Разработан метод планирования МОП эксплуатации скважин для предупреждения и периодического устранения осложняющих факторов в НКТ нефтедобывающих скважин на основе компьютерного моделирования структурных и тепловых режимов подъёма газожидкостной смеси. Разработанные новые феноменологические подходы к механистическому моделированию трёхфазных течений позволили осуществлять более точные гидравлические и тепловые расчёты течения газоводонефтяной смеси вдоль НКТ вертикальной нефтедобывающей скважины, тем самым усовершенствовать известные методики прогнозирования отложения минеральных солей и АСПВ на стенках НКТ. Моделирование скорости изменения толщины отложения АПСВ на стенках НКТ является основой для планирования сроков проведения очистных мероприятий нефтедобывающих скважин.

3 Проведено гидродинамическое моделирование эксплуатационных характеристик скважинных газосепараторов с использованием следующих моделей:

- математической модели естественной сепарации газа на приёме насоса, отличающейся от известных моделированием нестационарности течения газожидкостной смеси в затрубном пространстве скважин в процессе вывода УЭЦН на режим;

- двухфазной модели шнекового нагнетателя ЦРГ для моделирования расходно-напорных характеристик, отличающейся от известных возможностью учитывать деградацию рабочих характеристик под воздействием свободного газа и солеотложения;

- математической модели для расчёта коэффициента сепарации скважинного газосепаратора, основанной на построении траекторий движения пузырьков газа в поле центробежных сил, создаваемом вращением лопаточной центрифуги.

Численные гидродинамические исследования течений газожидкостной смеси в проточных каналах газосепаратора продемонстрировали зависимость степени дисперсности поступающей газожидкостной смеси на эффективность процесса сепарации газа. Установлено, что мелкие пузырьки газа, попадая в поле центробежных сил, отжимаются как к поверхности ступицы лопаточного барабана центрифуги газосепаратора, так и к его периферии. Крупные пузырьки газа отжимаются лишь к поверхности ступицы центрифуги, откуда через отверстия в корпусе газосепаратора удаляются в затрубное пространство скважины.

Сопоставление расчётных и экспериментальных значений коэффициентов сепарации газосепараторов ГДН5А показало удовлетворительную сходимость результатов, достаточную для проведения инженерных расчётов.

Проведено компьютерное моделирование расходно-напорных характеристик газосепаратора с учётом толщины отложения минеральных солей на лопатках шнекового колеса. Компьютерное моделирование рабочих характеристик газосепаратора с учётом ОФ является основой для разработки рекомендаций по подбору типоразмера скважинных газосепараторов под заданные характеристики УЭЦН и условия эксплуатации скважин.

4 Усовершенствована математическая модель теплового пограничного слоя на корпусе ПЭД, отличающаяся от известных уточнённым расчётом объёмного содержания газа и структуры течения смеси. Разработан алгоритм «виртуального датчика температуры» ПЭД, позволяющий путем интерпретации замеренных электрических параметров, давления и объёмного расхода охлаждающего флюида оценивать величину текущей температуры погружного электродвигателя для УЭЦН. Результаты моделирования теплового режима работы ПЭД позволят:

- уточнить известные методики определения критической величины подачи насоса, необходимой для нормативного охлаждения ПЭД с учётом высокого газосодержания, высокой температуры охлаждающей газожидкостной смеси, отложения минеральных солей и изменения полезной нагрузки на двигатель;

- в условиях отсутствия данных телеметрии в процессе освоения скважины за счет интерпретации параметров мониторинга скважины осуществлять модельное прогнозирование температурных рисков («теплового удара» элек-

тродвигателя), связанных с осложнёнными солеотложением условиями эксплуатации ПЭД.

5 Разработана нестационарная гидродинамическая модель ЭЦН, отличающаяся от известных механистическим подходом к определению структурных границ режимов течения газожидкостной смеси в межлопаточных каналах импеллера насоса. На основе решения уравнения баланса сил, действующих на пузырьёк газа в межлопаточном канале центробежного колеса, впервые получено феноменологическое выражение в виде многопараметрической функции для расчёта границ перехода газожидкостных структур от «пузырькового» режима течения к «переходному», и от «переходного» к течению с «устойчивой газовой каверной».

Проведено моделирование расходно-напорных характеристик насоса марки Clift GC6100 в условиях солеотложения в межлопаточных каналах ЭЦН, изменения вязкости жидкой фазы и для различных значений объёмного содержания газа на приёме насоса. Установлено, что образование 1,5 мм слоя солеотложения в межлопаточных каналах ЭЦН марки Clift GC6100 снижает напор его ступени в рабочем диапазоне подач в 1,5 – 6 раз. Результаты численного моделирования многоступенчатого ЭЦН позволили обосновать появление вибрации его корпуса в диапазоне малых подач добываемой скважинной продукции, способной вызвать «полёт» установки тем, что в межлопаточных каналах рабочего колеса насоса имеет место процесс формирования большой газовой каверны, способной вызвать срыв подачи насоса, и существенными пульсациями давления.

Моделирование деградации расходно-напорных характеристик ЭЦН, вызванной образованием газовых каверн в межлопаточных каналах рабочих колёс насоса и отложением минеральных солей на поверхности лопаток импеллера, крайне важно для разработки мероприятий по оптимизации процесса подбора количества ступеней УЭЦН и планировании сроков межочистного периода скважин.

6 Разработана интегрированная модель системы «пласт-скважина», позволяющая повысить эффективность процесса управления добычей нефти на механизированных и фонтанирующих скважинах путём моделирования ситуа-

ций, связанных с возможным срывом подачи на режимах форсирования добычи нефти и освоения скважин в условиях высокого газосодержания добываемой скважинной продукции.

В качестве примера рассмотрено моделирование следующих сценариев эксплуатации скважин:

– проведение мероприятий по оптимизации добычи нефти фонтанирующими скважинами с учётом рисков выхода на неустойчивый режим работы за счёт постепенного увеличения обводнённости добываемого флюида, и (или) снижения его газового фактора;

– оптимизация периодического режима работы скважин, оснащённых УЭЦН, по критерию минимизации стоимости добываемой нефти;

– оптимизация по времени процесса вывода скважин на установившийся режим работы с учётом возможных рисков срыва подачи УЭЦН и возможностью планирования необходимых остановок электродвигателя для оптимизации температурного режима работы ПЭД.

7 Двухфазная (трёхкомпонентная) математическая модель вертикального течения газожидкостных смесей для скважин, оснащённых УЭЦН, была реализована в программе информационной системы управления механизированным фондом скважин (ИС Мехфонд), что позволило повысить эффективность расчёта распределения температуры скважинной продукции вдоль ствола НКТ, что особо актуально для эксплуатации осложнённого фонда добывающих скважин.

Применение ИС Мехфонд в 2018 г. позволило увеличить продолжительность МОП скважин нефтедобывающих предприятий ООО «РН-Пурнефтегаз» на 0,3 % или 2,3 сут., увеличить продолжительность работы скважинного оборудования на отказ в ООО «РН-Юганскнефтегаз» в среднем на 0,3 % или 1,2 сут., МОП работы скважин на 0,5 % или 3,6 сут. ИС Мехфонд с 2017 г. внедрена на месторождениях, эксплуатируемых ООО «РН-Ванкор», и используется для оценки энергопотенциала механизированного фонда скважин и реализации программ энергосбережения. При этом, удельный расход электроэнергии на механизированную добычу жидкости сократился с 12,05 кВт/т в 2016 г. до 11,95 кВт/т в 2018 г.

Содержание работы опубликовано в 31 научном труде.

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

1 Волков, М.Г. Методика расчёта коэффициента естественной сепарации в процессе освоения нефтедобывающей скважины / М.Г. Волков // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 14. – № 4. – С. 45–49.

2 Волков, М.Г. Оптимизация периодического режима эксплуатации малодобитных скважин / М.Г. Волков // Нефтегазовое дело. – 2017. – Т. 15. – № 1. – С. 70–74.

3 Волков, М.Г. Использование методов теории автоматического управления для представления механизированной нефтедобывающей скважины как объекта управления / М.Г. Волков // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – № 1(107). – С. 11–22.

4 Волков, М.Г. Методика расчёта течения нефтеводогазовых смесей в стволе вертикальной скважины / М.Г. Волков // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – № 3 (109). – С. 9–42.

5 Волков, М.Г. Анализ системной устойчивости фонтанирующих нефтедобывающих скважин / М.Г. Волков // Нефтегазовое дело. – 2017. – № 3. – С. 22–27.

6 Волков, М.Г. Динамические модели фонтанирующих и механизированных нефтедобывающих скважин для анализа на их устойчивость и управляемость / М.Г. Волков // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 4. – С. 17–20.

7 Волков, М.Г. Расчётная методика получения рабочих характеристик роторного центробежного газосепаратора / М.Г. Волков // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 12. – С. 57–62.

8 Волков, М.Г. Прогнозирование технологического процесса освоения малодобитных скважин на основе динамических моделей / М.Г. Волков // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 1. – С. 35–42.

9 Волков, М.Г. Моделирование процесса переноса тепла от погружного электродвигателя к обтекающему потоку скважинной продукции в условиях

интенсивного отложения солей / М.Г. Волков // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 07. – С. 104–109.

10 Волков, М.Г. Особенности эксплуатации нефтяных скважин в условиях повышенного содержания свободного газа в добываемой продукции / М.Г. Волков, Е.Ф. Смолянец // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 11. – С. 120–124.

11 Волков, М.Г. Применение алгоритма «виртуального датчика температуры» для погружного электродвигателя при выводе нефтескважины на режим / М.Г. Волков, Ю.В. Зейгман // Нефтегазовое дело. – 2021. – №2. С. 43-48.

12 Волков, М.Г. Совершенствование метода оценки глубины отложения асфальтосмолопарафиновых компонентов нефти в НКТ нефтескважин / М.Г. Волков, Ю.В. Зейгман // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 05. – С. 114-117.

13 Волков, М.Г. Исследование структуры течения газожидкостной смеси в рабочем колесе электроцентробежного насоса / М.Г. Волков, Ю.В. Зейгман // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 6 – С 90-93.

14 Волков, М.Г. Прогнозирование диапазона эффективной работы погружного центробежного газосепаратора для установок электроцентробежных насосов / М.Г. Волков // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 6 – С. 94-97.

15 Волков, М.Г. Изучение условий оптимального применения газосепараторов различной конструкции / М.Г. Волков, Ю.В. Зейгман, П.А. Козырев // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 8 – С. 94-96.

В материалах конференций.

16 Волков, М.Г. Метод оптимизации освоения малодебитных механизированных нефтяных скважин / М.Г. Волков // Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: Матер. XVII научн.-практ. конф. – Сочи, 2017. – С. 12.

17 Волков, М.Г. Оптимизация периодического режима эксплуатации малодебитных скважин / М.Г. Волков // Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: Матер. XVII научн.-практ. конф. – Сочи, 2017. – С. 13.

18 Волков, М.Г. Повышение эффективности эксплуатации нефтедобывающих скважин с отложениями солей в условиях высокого газосодержания добываемой продукции / М.Г. Волков // Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений: Матер. XI научн.-практ. конф. – Уфа, 2018. – С. 8.

19 Волков, М.Г. Современное состояние прикладной гидродинамики газожидкостных течений с высоким газовым фактором в механизированных нефтедобывающих скважинах / М.Г. Волков // Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений: Матер. XI научн.-практ. конф. – Уфа, 2018. – С. 9.

20 Волков, М.Г. Моделирование процесса переноса тепла от погружного электродвигателя к обтекающему потоку скважинной жидкости в условиях отложения осадков неорганических солей / М.Г. Волков // Материалы XIII научно-практической конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений» – г. Уфа: ЗАО Изд-во «Нефтяное хозяйство». – 14-15 апреля 2021 г. – С. 20-21.

21 Волков, М.Г. Осложнения при эксплуатации нефтедобывающих скважин в условиях высокого газосодержания добываемой продукции / М.Г. Волков // Наука. Исследования. Практика: сборник избранных статей по материалам Международной научной конференции – г. Санкт-Петербург: ГНИИ «Нацразвитие», 2021. – С. 71-73.

22 Волков, М.Г. Метод определения глубины отложения асфальтосмолопарафиновых веществ в насосно-компрессорных трубах нефтедобывающих скважин / М.Г. Волков // XXII Научно-практическая конференция «Новая техника и технологии для трудноизвлекаемых залежей углеводородов» – г. Уфа: ООО «Новтек Бизнес». – 2021 г. – С. 68-69.

В прочих печатных изданиях.

23 Михайлов, В.Г. Гидродинамическое моделирование дисперсно-пузырьковых течений с высоким газосодержанием / В.Г. Михайлов, П.В. Петров, М.Г. Волков // Вестник УГАТУ. – 2016. – Т. 20. – № 2(72). – С. 81–89.

24 Михайлов, В.Г. Феноменологический подход в исследовании нестационарных режимов течения газожидкостной смеси в стволе скважины / В.Г. Ми-

хайлов, П.В. Петров, М.Г. Волков // Вестник УГАТУ. – 2016. – Т. 20. – № 2(72). – С. 96–105.

25 Михайлов, В.Г. Гидродинамика волновых процессов в пузырьковой газожидкостной среде / В.Г. Михайлов, П.В. Петров, М.Г. Волков // Вестник УГАТУ. – 2016. – Т. 20. – № 3(72). – С. 65–73.

26 Михайлов, В.Г. Методика расчёта пробкового режима течения газожидкостной смеси в стволе скважины / В.Г. Михайлов, П.В. Петров, М.Г. Волков // Вестник УГАТУ. – 2016. – Т. 20. – № 3(73). – С. 74–82.

В свидетельствах о государственной регистрации программ для ЭВМ.

27 Свидетельство РФ № 2019617213 о государственной регистрации программы для ЭВМ Программа информационной системы управления механизированным фондом скважин / Ахтямов А.Р., Носков А.Б., Косилов Д.А., Былков В.В., Ключин И.Г., Миронов Д.В., Наумов И.В., Шпортко А.А., Каверин М.Н., Волков М.Г., Бондаренко К.А., Чермянин П.И., Топольников А.С., Юдин А.А., Халфин Р.С., Азбуханов А.Ф., Соловьёв А.А., Фаткуллин Р.Р., Гаврилюк В.М., Янченко А.В., Садриев Р.Р., Кузьмин И.И., Лазарева Е.В., Игнатьева Е.В., Насонов А.С., Барамиков С.Х., Прокшин Е.Н., Бадыкшин А.Ф. – заявка № 2019613352, дата поступления 29.03.2019, зарегистрировано в реестре программ для ЭВМ 04.06.2019.

В монографиях.

28 Михайлов, В.Г. Гидродинамика малодебитных скважин / В.Г. Михайлов, М.Г. Волков // Монография. Уфа: изд-во «Нефтегазовое дело», 2017. – 267 с.

29 Волков, М.Г. Динамика малодебитных механизированных скважин / М.Г. Волков // Монография. Уфа: изд-во «Нефтегазовое дело», 2017. – 238 с.

30 Уразаков, К.Р. Справочник по добыче нефти / К.Р. Уразаков, Э.О. Тимашев, В.А. Молчанова, М.Г. Волков // Справочник по добыче нефти, Пермь: ООО «Астер Плюс», 2020. – 600 с.

В учебных и методических пособиях.

31 Волков, М.Г. Программные алгоритмы расчёта двух и трёхфазных течений в стволе нефтедобывающих скважин / М.Г. Волков, В.Г. Михайлов // Учебное пособие. Уфа: изд-во УГНТУ, 2019. – 160 с.