

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НЕСТАЦИОНАРНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА

УДК 622.276.53:621.67-83

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Рахматуллин Руслан Равильевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульникова Маргарита Радиевна	К.Г.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП/ОПОП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	Д.Г-М.Н		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ

21.04.01 Нефтегазовое дело

ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК(У)-3	Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК(У)-4	Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК(У)-5	Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК(У)-6	Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья
ПК(У)-2	Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья
ПК(У)-3	Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья

ПК(У)-4	Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли
ПК(У)-5	Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности
ПК(У)-6	Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
ПК(У)-7	Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ И.А. Мельник
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ15	Рахматуллин Руслан Равильевич

Тема работы:

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НЕСТАЦИОНАРНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	<i>№62-82/с, 03.03.2023</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	21.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p>Фондовая и научная литература, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, технологические регламенты, нормативные документы, акты выполненных работ по исследуемой скважине, промысловая история работы исследуемой скважины.</p> <p>Подземное оборудование: 60ЭЦН5-79-2400 (глубина спуска 2542,28 м, длина насоса 6 м); ПЭДН63-117-1900 (глубина спуска 2557,88 м, длина 6,1 м); газосепаратор ГДН5-250-17.11/003 (глубина спуска 2555,48 м, длина 1,2 м); ТМСПЗ (глубина спуска 2563,98 м).</p> <p>Текущий забой 3395 м, искусственный забой 3395 м. Диаметр эксплуатационной колонны 168 мм, диаметр НКТ – 73 мм.</p>
---	---

Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке

(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)

Анализ условий, определяющих параметры работы системы «пласт-скважина-уэцн»; определение структуры газожидкостного потока в стволе скважины; прогнозирования свойств газодонефтяной смеси вдоль скважины; алгоритм расчёта параметров нефтегазовых смесей; моделирование продольного градиента температуры при пузырьковом течении газодонефтяной смеси в вертикальных насосно-компрессорных трубах при наличии внешнего теплообмена; прогнозирование возмущающих воздействий. Выпадение АСПО; интегрированное математическое моделирование нестационарной системы нефтяной скважины, оборудованной УЭЦН; математическая модель фильтрации жидкости в призабойной зоне; моделирование эффективности явления естественной сепарации на приеме УЭЦН; математическое описание течения жидкости в НКТ; полная гидродинамическая модель ступени УЭЦН; расчёт ударных потерь давления на входе в рабочее колесо ЭЦН; механистическое моделирование границ газожидкостных структур газожидкостного течения в импеллере ЭЦН; расчёт инерционные потери в лопатках УЭЦН; математическая модель штуцера; результаты экспериментального применения интегрированной математической модели на скважине, оборудованной УЭЦН; моделирование призабойной зоны скважины; определение режима течения газодонефтяного потока в стационарных условиях; определение изменения коэффициента естественной сепарации в условиях стационарного потока; моделирование изменения PVT свойств для флюида исследуемой скважины; эталонные данные по стволу исследуемой скважины в стационарных условиях; сопоставления результатов динамического расчета с промысловыми данными; динамическое изменение PVT свойств исследуемой скважины; выводы по результатам исследования.

Перечень графического материала

(с точным указанием обязательных чертежей)

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.г.н., Цибульникова Маргарита Радиевна

Социальная ответственность	Доцент, к.т.н., Сечин Андрей Александрович
Английская часть	Доцент, к.ф.н., Болсуновская Людмила Михайловна
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
RESULTS OF EXPERIMENTAL APPLICATION OF THE INTEGRATED MATHEMATICAL MODEL ON THE WELL EQUIPPED WITH ESP	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	05.03.2023
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			05.03.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Рахматуллин Руслан Равильевич		05.03.2023

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ весенний семестр 2022/2023 учебного года

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ15	Рахматуллин Руслан Равильевич

Тема работы:

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НЕСТАЦИОНАРНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	21.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.03.2023	Анализ условий, определяющих параметры работы системы «пласт-скважина-УЭЦН».	30
17.04.2023	Интегрированное математическое моделирование нестационарной системы нефтяной скважины, оборудованной УЭЦН.	30
22.05.2023	Результаты экспериментального применения интегрированной математической модели на скважине, оборудованной УЭЦН.	20
05.06.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	10
19.06.2023	Социальная ответственность.	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			05.03.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	д.г-м.н		05.03.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Рахматуллин Руслан Равильевич		05.03.2023

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 178 страниц, 42 рисунка, 22 таблицы, 129 источников, 9 приложений.

Ключевые слова: интегрированная математическая модель, установка электроцентробежного насоса, прогнозирование деградации напорно-расходных характеристик, физико-химические свойства флюида, моделирование процесса эксплуатации.

Объектом разработки – интегрированная математическая модель процесса эксплуатации скважины, оборудованной УЭЦН.

Объект исследования – нефтяная скважина, оборудованная УЭЦН, несовершенная по характеру и степени вскрытию однородного пористого пласта. Обводненность варьируется от 0,1% до 5%.

Цель работы – эффективная интегрированная математическая модель нестационарного процесса эксплуатации скважины, оборудованной УЭЦН, имеющая возможность прогнозирования деградации технических характеристик, вследствие воздействия возмущающих факторов.

В ходе работы проводились исследования существующих моделей, позволяющих в какой-то степени описать процессы, происходящие в скважине, оборудованной УЭЦН, на основании которых выстраивается представленная в данной работе интегрированная модель. Для проверки достоверности представленной модели, выполнено апробирование на трех реальных скважинах. Результаты расчетов и анализ по одной из них представлены в данной работе.

В результате анализа выполненного апробирования, сформулирован вывод о возможности дальнейшего использования модели в промышленных условиях.

В будущем планируется внедрение, в представленную модель, полного перечня возмущающих воздействий на скважину и возможности прогнозирования поведения газовых скважин.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	13
1 АНАЛИЗ УСЛОВИЙ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ПАРАМЕТРЫ РАБОТЫ СИСТЕМЫ «ПЛАСТ-СКВАЖИНА-УЭЦН»	17
1.1 Определение структуры газожидкостного потока в стволе скважины	18
1.2 Прогнозирования свойств газоводонефтяной смеси вдоль скважины	23
1.2.1 Алгоритм расчёта параметров нефтеводогазовых смесей	27
1.3 Моделирование продольного градиента температуры при пузырьковом течении газоводонефтяной смеси в вертикальных насосно-компрессорных трубах при наличии внешнего теплообмена.....	28
1.4 Прогнозирование возмущающих воздействий. Выпадение АСПО	32
2 ИНТЕГРИРОВАННОЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕСТАЦИОНАРНОЙ СИСТЕМЫ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ, ОБОРУДОВАННОЙ УЭЦН	35
2.1 Математическая модель фильтрации жидкости в призабойной зоне ..	35
2.2 Моделирование эффективности явления естественной сепарации на приеме УЭЦН	36
2.3 Математическое описание течения жидкости в НКТ	41
2.4 Полная гидродинамическая модель ступени УЭЦН.....	43
2.4.1 Начальные условия.....	45
2.4.2 Расчёт ударных потерь давления на входе в рабочее колесо ЭЦН.	47
2.4.3 Механистическое моделирование границ газожидкостных структур газожидкостного течения в импеллере ЭЦН	52
2.4.4 Расчёт инерционные потерь в лопатках УЭЦН	57
2.4.5 Граничные условия.....	62
2.5 Математическая модель штуцера.....	64
2.6 Вывод по главе	67
3 РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО ПРИМЕНЕНИЯ ИНТЕГРИРОВАННОЙ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НА СКВАЖИНЕ, ОБОРУДОВАННОЙ УЭЦН	70
3.1 Моделирование призабойной зоны скважины	71
3.2 Определение режима течения газаводонефтяного потока в условиях стационарного потока	72
3.3 Определение изменения коэффициента естественной сепарации в условиях стационарного потока	77
3.4 Моделирование изменения PVT свойств для флюида исследуемой скважины	84
3.5 Эталонные данные по стволу исследуемой скважины в стационарных условиях	88
3.5.1 Температурный градиент	88
3.5.2 Распределение давления.....	90
3.6 Сопоставления результатов динамического расчета с промысловыми данными	96

3.7	Динамическое изменение РVT свойств исследуемой скважины	103
3.8	Выводы по результатам исследования	107
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	111
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	120
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	138
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	140
	ПРИЛОЖЕНИЕ А	154
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б	169
	ПРИЛОЖЕНИЕ В	171
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г	172
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д	173
	ПРИЛОЖЕНИЕ Е	174
	ПРИЛОЖЕНИЕ Ж	175
	ПРИЛОЖЕНИЕ И	176
	ПРИЛОЖЕНИЕ К	177
	ПРИЛОЖЕНИЕ Л	178

ВВЕДЕНИЕ

Сегодня наука и техника стремительно развиваются, однако количество недостатков во всех промышленных областях растет с каждым днем. Это естественная тенденция: чем больше развивается наука, тем больше становится область нерешенных проблем. Каждый год нефтегазовые гиганты дают новый мощный импульс в области устойчивого развития и повышения энергоэффективности в процессе добычи и подготовки углеводородов.

В данном контексте просматривается явная необходимость в разработке новых и инновационных подходов к эксплуатации нефтяных скважин, которые позволят повысить производительность существующих скважин и способствовать увеличению добычи недавно введенных в эксплуатацию скважин. Ввиду сложности гидродинамических процессов, протекающих в нефтедобывающих скважинах, и несовершенства методов контроля за эффективной работой элементов скважинного оборудования, в обозримом будущем невозможно обеспечить полностью автоматизированный контроль добычи нефти, но можно использовать концепцию цифровых скважин с функцией выработки рекомендаций, которые ранее полностью возлагалась на высококвалифицированных специалистов. Например, рекомендации:

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

Таким образом в данной работе необходимо предпринять попытки в поисках инновационного подхода к разработке месторождений, а значит цель

– интегрированная математическая модель нестационарного процесса эксплуатации скважины, оборудованной УЭЦН, для системы «пласт-скважина-УЭЦН», имеющая возможность прогнозирования деградации технических характеристик, вследствие воздействия возмущающих факторов.

Для достижения поставленной цели сформулированы следующие задачи:

1. Проанализировать параметры, определяющие показатели работы УЭЦН, и выявить наиболее значимые факторы, влияющие на деградацию режима работы скважины.

2. Обосновать применение математического моделирования для условий исследуемой скважины X.

3. Разработать математическую модель узловых составляющих (призабойная зона, забой скважины, затрубное пространство, область приема УЭЦН, НКТ) учитывающую основные технологические и технические параметры исследуемой скважины X, которая позволит прогнозировать поведение системы в динамике.

Защищаемые положения:

1. Модель адекватна для нефтяной скважины и ее погрешность составляет не более 15% при условиях: газосодержание на приеме скважины не более 35%; обводненность не более 20%; давление на приеме ЭЦН выше давления насыщения;

2. При применении разработанной модели для принятых условий увеличивается межремонтный период на 30%.

Объект исследования – нефтяная скважина, оборудованная УЭЦН, несовершенная по характеру и степени вскрытию однородного пористого пласта. Обводненность варьируется от 0,1% до 5%. Наблюдается трехфазное течение.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- АСПВ** – асфальтосмолопарафиновые вещества;
- АСПО** – асфальтосмолопарафиновые отложения;
- ГДИ** – гидродинамические исследования;
- ГТМ** – геолого-технические мероприятия;
- ГНО** – глубинно-насосное оборудование;
- ГОСТ** – государственный стандарт;
- ГЖС** – газожидкостная смесь;
- ЗСП** – защита срыва подачи;
- ЗП** – защита перегруза;
- КВЧ** – количество взвешенных частиц;
- КРС** – капитальный ремонт скважин;
- КИН** – коэффициент извлечения нефти;
- КПД** – коэффициент полезного действия;
- НКТ** – насосно-компрессорные трубы;
- НГКМ** – нефтегазоконденсатное месторождение;
- НДС** – налог на добавленную стоимость;
- НДПИ** – налог на добычу полезных ископаемых;
- НРХ** – напорно-расходная характеристика;
- ПЭД** – погружные асинхронные двигатели;
- ПЗП** – призабойная зона пласта;
- ПНГ** – попутный нефтяной газ;
- ПДК** – предельно допустимая концентрация;
- СПО** – спуско-подъемные операции;
- ТРС** – текущий ремонт скважин;
- УВ** – углеводороды;
- УЭЦН** – установка электрического центробежного насоса;
- ФЕС** – фильтрационно-емкостные свойства;
- ЭЦН** – электрический центробежный насос;

ΔT_f – продольное изменение температуры флюида;
 U – коэффициент теплопередачи;
 λ_t – коэффициент теплопроводности стенки НКТ;
 λ_{cem} – коэффициент теплопроводности цемента;
 λ_c – коэффициент теплопроводности стенки обсадной колонны;
 λ_e – коэффициент теплопроводности грунта;
 D – внутренний диаметр НКТ;
 D_{i0} – внешний радиус НКТ;
 D_{ci} – внутренний диаметр эксплуатационной колонны;
 D_{c0} – внешний диаметр эксплуатационной колонны;
 D_w – внешний диаметр цементного кольца;
 U_m – коэффициента теплопередачи смеси;
 t – координата времени процесса;
 α_{an} – естественная конвекция газа внутри вертикального затрубного пространства;

T_{WAT} – температура насыщения нефти парафином;
 y_A, y_S, y_P – процентные доли асфальтенов, смол и парафинов, входящие в состав разгазированной нефти;

Γ – геотермальный градиент;
 β – массовая доля отложений АСПВ, на стенках НКТ;
 P_R – пластовое давление на границе зоны дреннирования скважины;
 P_{wf} – забойное давление;
 V_{gD} – приведённая скорость установившегося течения газа;
 H_D – безразмерный параметр длины;
 V_{Lz}^r – приведённая скорость движения жидкости из пласта;
 V_{Lz}^c – приведённая скорость движения жидкости из затрубного пространства скважины;

q_{res} – приток из пласта;
 q'_{res} – приток от забоя скважины до приемной щели ЭЦН;
 h_{pi} – длина продольной щели приёма насоса для жидкости из пласта;
 h_p – общая длина продольной щели приёма насоса;
 r_s – радиус траектории движения пузырька газа к приемной щели ЭЦН;
 C_0 – коэффициент концентрации газа в поперечном сечении НКТ;
 Q_{Lsc} – установившийся дебит скважины в поверхностных условиях;
 \bar{B}_0 – средний по длине НКТ объёмный коэффициент нефти;
 V_{sg0} – приведённая скорость установившегося течения газа;
 A_t – площадь поперечного сечения НКТ;
 $P_{sc} = 0,1 \text{ МПа} ; T_{sc} = 293^\circ \text{ К} ;$
 P_b – давление насыщения нефти газом;
 R_{sb} – газовый фактор;
 R_2 – радиус выхода рабочего колеса насоса;
 R_1 – радиус входа рабочего колеса насоса;
 b_2 – ширина межлопастного канала на выходе из рабочего колеса насоса;
 β_1, β_2 – углы входа и выхода лопастей насоса;
 K_z – коэффициент учёта конечного числа лопастей насоса;
 z – число лопастей рабочего колеса насоса;
 N_p – количество ступеней насоса;
 Индексы:
g – газ;
L – жидкость;
m – газожидкостная смесь;
M – меридиальная скорость;
crit – критическое состояние;
normal – цилиндрический канал;

rectangular – канал с прямоугольным поперечным сечением;
rotation – вращающийся канал;
curved – канал с криволинейными стенками;
impeller – рабочее колесо (импеллер);
diffuser – диффузор;
interfaced – поверхность межфазового раздела;
eye – сечение на входе в ступень насоса;
entrance – сечение на входе в импеллер (диффузор);
discharge – сечение на выходе из импеллера (диффузора).

1 АНАЛИЗ УСЛОВИЙ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ПАРАМЕТРЫ РАБОТЫ СИСТЕМЫ «ПЛАСТ-СКВАЖИНА-УЭЦН»

Основываясь на множестве литературных источников, как зарубежных, так и отечественных, можно сказать, что основные воздействия, определяющие негативное изменение параметров режима работы скважины можно разделить на две взаимокоррелирующие категории. Первая категория – внешние, вторая – внутренние.

К первой категории относятся наиболее значимые возмущающие воздействие, такие как:

- 1) Негативное влияние АСПО;
- 2) Негативное влияние выпадение солей на рабочих органах УЭЦН и стенках ПЭД;
- 3) Повышенное газосодержание на приёме ЭЦН;
- 4) Концентрация механических примесей, выносимых с призабойной зоны;
- 5) Негативные тенденции изменения обводненности;
- 6) Кавитация;
- 7) Эмульгирование нефти в воде;
- 8) Снижение пластового давления;

Ко второй категории, а именно к внешним возмущающим воздействиям можно отнести:

- 1) Электромеханическая часть установки;
- 2) Износ оборудования;
- 3) Некорректный подбор оборудования под условия скважины.

В данной работе предлагается рассмотреть часть интегрированной модели, которая позволит прогнозировать деградацию характеристик электроцентробежных насосов, учитывающую негативное влияние АСПО, повышенное газосодержание на приёме ЭЦН, кавитацию, эмульгирование

нефти в воде, снижение пластового давления, некорректный подбор оборудования и режима.

Основным условием для применения математической модели, является первоначальное определение структуры газожидкостного потока. Прогнозирование режима течения газожидкостной смеси необходимо для полного понимания распределения физико-химических свойств по стволу скважины. На основании первоначального прогнозирования определяются параметры течения смеси, которые ложатся в основу узловых математических моделей.

В качестве исходных данных необходимо:

- 1) Показания ТМСП и станции управления скважиной;
- 2) Принятый режим работы скважины;
- 3) Конструкция скважины (диаметр колонн, инклинометрия, глубина спуска компоновки, глубина от устья до верхних отверстий перфорации и т.д.).
- 4) Гидродинамические параметры призабойной зоны и разрабатываемого пласта.

Ожидаемый результат – определение отклонение модельных значений работы скважины от реальных значений.

Основные, определяющие достоверность модели, параметры:

- 1) Истинное газосодержание;
- 2) Температурный градиент;
- 3) Дебиты нефти, газа, воды;
- 4) РVT распределения скважины;
- 5) Скорости нефти, газа, воды;
- 6) Погрешности и отклонения.

1.1 Определение структуры газожидкостного потока в стволе скважины

При многофазном течении (трёхфазном) необходимо разделять представление о потоке. Газожидкостный поток состоит из системы «газ-

жидкость» и подсистемы «вода-нефть», обе системы характеризуются определенным режимом движения смеси.

Прогнозирование режима течения газожидкостной смеси.

На рисунке 1 представлена карта режимов течения газожидкостной смеси в наклонных и вертикальных трубопроводах.



Рисунок 1 – Карта режимов течения газожидкостной смеси в наклонных и вертикальных трубопроводах

Согласно работам Y. Taitel и J.O. Hinze [49] дисперсно-пузырьковый режим течения возникает в том случае, когда силы пульсаций турбулентного потока жидкости достаточны для преодоления касательного напряжения на границе раздела фаз и раздробления газовой фазы на мелкие сферические пузырьки газа. Окончательно критерий перехода на границе «В» имеет вид:

$$\left[4,15 \left(\frac{V_{Sg}}{V_m} \right)^{0,5} + 0,725 \right] \left(\frac{\sigma_L}{\rho_L} \right)^{0,6} \left(\frac{f_m V_m^3}{2D} \right)^{-0,4} = \frac{3}{8} \left(\frac{\rho_L}{\rho_L - \rho_g} \right) \frac{f_m V_m^2}{g \cos \theta}, \quad (1)$$

где V_{Sg} – приведенная скорость газа;

V_m – скорость движения газожидкостной смеси;

σ_L – коэффициент поверхностного натяжения фазы жидкость-газ;

ρ_L – плотность жидкой фазы;

f_m – коэффициент гидравлического сопротивления газожидкостной смеси;

D – внутренний диаметр трубопровода;

ρ_g – плотность газообразной фазы;

g – ускорение свободного падения;

θ – угол наклона трубы от горизонтали.

Считая, что на границе «С» перехода к дисперсно-пузырьковому режиму течения отсутствует проскальзывание фаз, а пузырьки газа имеют максимальную объёмную упаковку, т.е. объёмное содержание газа равно $\lambda_g = 0,52$, критерий перехода имеет вид:

$$V_{Sg} = 1,087V_{SL}, \quad (2)$$

где V_{SL} – приведённая скорость жидкости.

Принимая на границе «А» условие, согласно которому истинное объёмное содержание газа равно $\alpha_g = 0,25$, получим критерий для расчёта границы между пузырьковым и пробковым режимами течения в наклонной трубе в виде соотношения:

$$V_{Sg} = 0,333V_{SL} + 0,3312 \left[\frac{g\sigma_L(\rho_L - \rho_g)}{\rho_L^2} \right]^{0,25} (\sin\theta)^{0,5}. \quad (3)$$

Согласно результатам работ R.N. Chokshi известно, что переход от пробкового режима течения к эмульсионному происходит при глобальной доле пустот, приблизительно равной $\alpha_g = 0,8$. Тогда критерий на границе «D» будет иметь вид:

$$V_{Sg} = 12,1875 \left(1,2V_{SL} + (0,35\sin\theta + 0,54\cos\theta) \left(\frac{gD(\rho_L - \rho_g)}{\rho_L} \right)^{1/2} \right). \quad (4)$$

Кольцевой режим течения в данной работе рассматриваться не будет, однако в работах D. Varnea представлена подробная модель перехода от кольцевого режима течения жидкости к пробковому путём использования образования жидкостных перемычек.

Прогнозирование режима течения водонефтяной смеси.

Для расчётов эксплуатационных режимов течения в скважине достаточно выделить шесть структур водонефтяного течения: мелкодисперсная (нефть в воде), дисперсная (нефть в воде), эмульсионная

(нефть в воде), эмульсионная (вода в нефти), дисперсная (вода в нефти) и мелкодисперсная (вода в нефти).

Корреляция для прогнозирования границы дисперсной и мелкодисперсной структур течения при дисперсном состоянии нефти выглядит следующим образом [26]:

$$\frac{V_{SW}}{V_{SO}} = 12.65 \frac{Y_W}{(E_o)^{1/2}}, \quad (5)$$

где Y_W и (E_o) выражаются как:

$$Y_W = \frac{(\rho_w - \rho_o)g}{\frac{2C_W}{D_g} \left(\frac{\rho_w V_{WS} D_g}{\mu_w} \right)^{-n} \rho_w V_{SW}^2}; \quad (6)$$

$$E_o = \frac{(\rho_w - \rho_o)g D_g^2}{\sigma_{ow}}, \quad (7)$$

где $C_W = 0,046$; $n = 0,2$;

$D_g = D\sqrt{H_L}$ – гидравлический диаметр трубы;

H_L – истинное объёмное содержание жидкой фазы;

V_{SO} – приведённая скорость нефти;

V_{SW} – приведённая скорость воды;

ρ_w – плотность воды;

σ_{ow} – поверхностное натяжение фазы нефть-вода.

Корреляция для прогнозирования границы дисперсной и мелкодисперсной структуры течения при дисперсном состоянии воды имеет вид [26]:

$$\frac{V_{SO}}{V_{SW}} = 12.65 \frac{Y_o}{(E_o)^{1/2}}, \quad (8)$$

где $Y_o = \frac{(\rho_w - \rho_o)g}{\frac{2C_o}{D_g} \left(\frac{\rho_o V_{OS} D_g}{\mu_o} \right)^{-n} \rho_o V_{SO}^2}$; $C_o = 0,046$; $n = 0,2$;

V_{OS} – действительное значение скорости нефти;

ρ_o, ρ_w – плотность нефти и воды, соответственно;

μ_o – вязкость нефти.

Граница между дисперсным и эмульсионным режимами течения при учёте воды в качестве непрерывной фазы определялась по зависимости аналогичной газожидкостной структуре в процессе перехода от пузырькового режима течения к пробковому. Используемая при этом модель проскальзывания жидких фаз, описывается уравнением [27]:

$$\frac{V_{OS}}{H_o} = \frac{V_{SW}}{(1-H_o)} + V_\infty, \quad (9)$$

где V_∞ – скорость дрейфа глобул нефти в воде;

V_{SO} – приведённая скорость нефти;

V_{SW} – приведённая скорость воды;

H_o – истинное объёмное содержание нефти в водонефтяной смеси.

По аналогии с течением жидкость-газ корреляция для расчёта скорости дрейфа глобул нефти в воде:

$$V_\infty = 1.53 \left[\frac{\sigma_{ow} g (\rho_w - \rho_o)}{\rho_w^2} \right]^{1/4}. \quad (10)$$

Критическое значение объёмного содержания нефти на границе перехода дисперсного в эмульсионный режим течения будет равно $H_{окр} = 0,45$.

Для сравнения – у пузырьковой структуры течения критическое значение объёмного содержания газовой фазы равно $H_g = 0,25$.

Таким образом:

$$V_{SO} = 0.82V_{SW} + 0.45V_\infty. \quad (11)$$

Водонефтяные эмульсии обладают свойствами неньютоновских жидкостей. Во многих случаях, чтобы упростить методику расчёта, предлагается водонефтяные эмульсии рассматривать как ньютоновские жидкости с завышенной вязкостью, значение которой тарируется по замерам потерь давления на гидравлическое трение в трубопроводе. Чаще всего,

результатом такой тарировки является получение экспоненциальной зависимости вязкости от обводнённости смеси. Если эмпирические корреляции эмульсий вода в нефти и нефть в воде приравнять в точке инверсии, то можно получить выражение для прогнозирования границы между эмульсионными структурами течения в виде [19]:

$$\mu_w 10^{3.2\lambda_o} = \mu_o \left[1 + 20(1 - \lambda_o)^2 \right] \left[\frac{8V_{SL}}{D_g H_L} \right]^{0.482(1 - \lambda_o)} \left[\frac{1 + 2.9(1 - \lambda_o)}{\lambda_o} \right], \quad (12)$$

где $\lambda_o = \frac{V_{os}}{V_{os} + V_{ws}}$ – объёмное содержание нефти в смеси вода-нефть без

учёта проскальзывания компонент течения;

μ_o – вязкость нефти;

λ_o – коэффициент теплопроводности нефти;

V_{SL} – приведённая скорость жидкости.

1.2 Прогнозирования свойств газоводонефтяной смеси вдоль скважины

Основой для разработки трёхфазной математической модели при пузырьковой газожидкостной структуре течения жидкости послужили: двухфазная модель Е.Ф. Caetano [58] для течения газожидкостной смеси в затрубном пространстве скважины и двухфазная модель А.М. Ansari [44] для течения газожидкостной смеси в цилиндрическом канале нефтедобывающей скважины. В этих моделях пузырьковая структура течения условно разделялась на два режима движения газожидкостной смеси с проскальзыванием фаз – для пузырькового режима течения и без проскальзывания фаз – для дисперсно-пузырькового.

Дисперсно-пузырьковый режим течения обладает свойствами гомогенной газожидкостной смеси и его параметры (плотность, вязкость и скорость) рассчитывались исходя из соотношений [17]:

$$\rho_{TP} = \rho_L \lambda_L + \rho_g (1 - \lambda_L); \quad (13)$$

$$\mu_{TP} = \mu_L \lambda_L + \mu_g (1 - \lambda_L); \quad (14)$$

$$V_{TP} = V_m = V_{SL} + V_{Sg}, \quad (15)$$

где $\lambda_L = \frac{V_{SL}}{V_m}$ – объёмное содержание жидкой фазы без

проскальзывания;

V_m – скорость движения газожидкостной смеси;

ρ_L, ρ_g – плотность жидкой и газообразной фаз, соответственно;

μ_L, μ_g – вязкость жидкой и газообразной фаз, соответственно.

Плотность, вязкость и коэффициент поверхностного натяжения жидкой фазы для дисперсно-пузырькового режима течения определяются как:

$$\rho_L = \rho_o (1 - n) + \rho_w n; \quad (16)$$

$$\mu_L = \mu_o (1 - n) + \mu_w n; \quad (17)$$

$$\sigma_L = \sigma_o (1 - n) + \sigma_w n, \quad (18)$$

где ρ_o, ρ_w – плотность нефти и воды, соответственно;

n – обводнённость добываемой продукции;

σ_L – коэффициент поверхностного натяжения фазы жидкость-газ;

σ_{ow} – поверхностное натяжение фазы нефть-вода.

Характерной особенностью пузырькового режима течения является эффект проскальзывания фаз жидкость-газ, поэтому согласно модели drift-flux, скорость проскальзывания будет определяться выражением:

$$V_S = V_g - 1,2V_m. \quad (19)$$

Уравнение скорости дрейфа пузырька газа можно также получить из выражения T. Z. Harmathy с поправкой N. Zuber и J. Hench в виде [61]:

$$V_S = 1.53 \left[\frac{g \sigma_L (\rho_L - \rho_g)}{\rho_L^2} \right]^{0.25} H_L^{0.5}. \quad (20)$$

Объединением данных уравнений получим выражение для расчёта истинного объёмного содержания жидкой фазы при пузырьковом режиме течения смеси:

$$1.53 \left[\frac{g \sigma_L (\rho_L - \rho_g)}{\rho_L^2} \right]^{0.25} H_L^{0.5} = \frac{V_{Sg}}{1 - H_L} - 1, 2V_m, \quad (21)$$

где H_L – истинное объёмное содержание жидкой фазы.

Параметры газожидкостного потока рассчитывались по соотношениям:

$$\rho_{TP} = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L); \quad (22)$$

$$\mu_{TP} = \mu_L H_L + \mu_g (1 - H_L). \quad (23)$$

При расчёте параметров водонефтяной смеси принимались допущения:

1) При дисперсно-пузырьковом газожидкостном режиме течения считали, что скорость движения водонефтяных смесей соответствует лишь мелкодисперсному режиму течения жидкой фазы, т.е. водонефтяную смесь рассматривали как гомогенную смесь;

2) При пузырьковом газожидкостном режиме течения истинное объёмное содержание нефти в водонефтяной смеси для режимов течения: мелкодисперсного (нефть в воде), мелкодисперсного (вода в нефти), дисперсного (вода в нефти), эмульсионного (вода в нефти) рассчитывалось как для гомогенной смеси, движущейся без проскальзывания фаз, по формуле:

$$\lambda_o = \frac{V_{so}}{V_{so} + V_{sw}}. \quad (24)$$

При пузырьковом газожидкостном режиме течения истинное объёмное содержание нефти в водонефтяной смеси для режимов течения: дисперсионного (нефть в воде) и эмульсионного (нефть в воде) рассчитывали с учётом проскальзывания компонентов жидкой фазы, по формуле:

$$H_o = \frac{V_{so}}{C_o V_{SL} + V_{\infty} (1 - H_o)^k}. \quad (25)$$

где $V_{OS} = C_o V_{SL} + V_{\infty} (1 - H_o)^k$ – скорость всплытия нефтяной компоненты.

Значения C_o, V_∞, k зависят от режима течения водонефтяной смеси (таблица 1).

Таблица 1 – Значения C_o, V_∞, k [76]

Режим течения	C_o	k	V_∞
Дисперсный (нефть/вода)	1,04	2,5	$1.53 \left[\frac{(\rho_w - \rho_o) g \sigma_{ow}}{\rho_w^2} \right]^{1/4}$
Эмульсионный (нефть/вода)	1,10	1,5	$0.25 \left[\frac{(\rho_w - \rho_o) g D_g}{\rho_w} \right]^{1/2}$

Плотность, вязкость и коэффициент поверхностного натяжения фазы жидкость-газ с учётом режима течения водонефтяной смеси определялись согласно уравнениям в таблице 2.

Таблица 2 – Соотношения для определения плотности, вязкости и коэффициента поверхностного натяжения фазы жидкость-газ с учётом режима течения водонефтяной смеси [76]

Режим течения	ρ_L	μ_L	σ_L
Мелкодисперсный (вода-нефть)	$\rho_L = \rho_o (1-n) + \rho_w n$	$\mu_L = \mu_o$	$\sigma_L = \sigma_o$
Дисперсный (вода-нефть)	$\rho_L = \rho_o (1-n) + \rho_w n$	$\mu_L = \mu_o$	$\sigma_L = \sigma_o$
Эмульсионный (вода-нефть)	$\rho_L = \rho_o (1-n) + \rho_w n$	$\mu_L = \mu_o \left(1 + 20n^2 \right) \left[\frac{8V_{SL}}{D_g H_L} \right]^{0.482n} \left(\frac{1+2.9n}{1-n} \right)$	$\sigma_L = \sigma_o$
Эмульсионный (нефть-вода)	$\rho_L = \rho_o H_o + \rho_w (1-H_o)$	$\mu_L = \mu_w 10^{3.2(1-n)}$	$\sigma_L = \sigma_w$
Дисперсный (нефть-вода)	$\rho_L = \rho_o H_o + \rho_w (1-H_o)$	$\mu_L = \mu_w$	$\sigma_L = \sigma_w$
Мелкодисперсный (нефть-вода)	$\rho_L = \rho_o (1-n) + \rho_w n$	$\mu_L = \mu_w$	$\sigma_L = \sigma_w$

Градиент давления при дисперсно-пузырьковом и пузырьковом газожидкостном режимах течения определялся исходя из выражения:

$$\left(\frac{dP}{dL} \right) = \rho_{TP} g \sin(\theta) + \frac{f_{TP} \rho_{TP} V_{TP}^2}{2D}, \quad (26)$$

где f_{TP} – коэффициент гидравлического сопротивления, который может быть определён согласно корреляции Д.Н. Зигранга и Н.Д. Сильвестера по формуле (27) [18];

D – внутренний диаметр трубопровода.

$$\frac{1}{\sqrt{f_{TP}}} = -2 \log \left(\frac{\varepsilon / D}{3.7} - \frac{5.02}{N_{Re}} \log \left(\frac{\varepsilon / D}{3.7} + \frac{13}{N_{Re}} \right) \right), \quad (27)$$

где число Рейнольдса определяется исходя из выражения:

$$N_{Re} = \frac{\rho_{TP} V_{TP} D}{\mu_{TP}}. \quad (28)$$

1.2.1 Алгоритм расчёта параметров нефтеводогазовых смесей

Итерационный алгоритм расчёта параметров нефтеводогазовых смесей при пузырьковой структуре течения включает в себя ряд нижеприведённых стадий:

При допущении движения воды и нефти в жидкой фазе в виде однородной смеси, плотность, вязкость жидкой фазы и коэффициент поверхностного натяжения жидкость-газ рассчитываются по формулам (16) – (18).

Истинное значение объёмного содержания жидкой фазы определяется по формуле (21).

Водонефтяная структура течения для пузырькового газожидкостного режима течения определяется по уравнениям определения режима течения жидкости.

Если режим течения водонефтяной смеси дисперсионный (нефть в воде), либо эмульсионный (нефть в воде), то по формуле (25) определяется истинное объёмное содержание нефти в водонефтяной смеси. По уравнениям, приведённым в таблице 2, уточняются значения плотности, вязкости жидкой фазы и коэффициента поверхностного натяжения фазы жидкость-газ. Затем по уравнению (21) пересчитывается истинное значение объёмного содержания

жидкой фазы и по формуле (26) определяется градиент давления на вертикальном участке НКТ.

Если режим течения мелкодисперсный (нефть в воде), либо (вода в нефти), дисперсионный (вода в нефти), эмульсионный (вода в нефти), то без дополнительных уточнений параметров течения по формуле (26) определяется градиент давления на расчётном участке вертикальной трубы.

1.3 Моделирование продольного градиента температуры при пузырьковом течении газоводонефтяной смеси в вертикальных насосно-компрессорных трубах при наличии внешнего теплообмена

Продольный градиент температуры газоводонефтяной смеси определяется из уравнений:

– изменение тепловой мощности при движении компонента в трубе в продольном направлении определяется соотношением [88]:

$$q(L) = \rho_i V_i \frac{\pi D_1^2}{4} c_{pi} \Delta T_f, \quad (29)$$

где ΔT_f – продольное изменение температуры флюида;

c_{pi} – удельная теплоёмкость компонента;

V_i – скорость течения компонента;

ρ_i – плотность компонента.

– изменение тепловой мощности потока за счёт радиального отвода тепла в окружающую среду рассчитывается по уравнению:

$$q(r) = U \pi D \Delta x \Delta T_r, \quad (30)$$

где $\Delta T_r = T_f - T_0$ – перепад температуры в радиальном направлении течения;

U – коэффициент теплопередачи;

Совместное решение данных уравнений позволяет определить продольный градиент температуры для расчётного сегмента трубы, исходя из соотношения [88]:

$$q(L) = q(r) \Rightarrow \frac{\partial T_f}{\partial L} = \frac{4U\Delta T_r}{\rho_i v_i D c_{pi}}. \quad (31)$$

В случае многофазного пузырькового потока газожидкостной смеси приведённые выше выражения должны быть комплексными и учитывать структуру потока.

Продольный градиент температуры смеси в направлении течения может быть выражен соотношением [88]:

$$\frac{\partial T_f}{\partial L} = - \frac{4U_m (T_f - T_o)}{D (\rho_w c_{Pw} V_{Sw} + \rho_o c_{Po} V_{So} + \rho_g c_{Pg} V_{Sg})}, \quad (32)$$

где c_{Pw}, c_{Po}, c_{Pg} – удельная теплоёмкость воды, нефти и газа, соответственно;

V_{Sg}, V_{So}, V_{Sw} – приведённые скорости газа, нефти и воды соответственно;

U_m – коэффициента теплопередачи смеси.

Уравнение для определения коэффициента теплопередачи трёхфазного течения имеет вид (рисунок 2) [108]:

$$U_m^{-1} = \frac{D_{t0}}{D\alpha_m} + \frac{D_{t0}}{2\lambda_t} \ln\left(\frac{D_{t0}}{D}\right) + \frac{D_{t0}}{D_{ci}\alpha_{an}} + \frac{D_{t0}}{2\lambda_c} \ln\left(\frac{D_{c0}}{D}\right) + \frac{D_{t0}}{2\lambda_{cem}} \ln\left(\frac{D_w}{D_{c0}}\right) + \frac{D_{t0}}{2\lambda_e} f(t), \quad (33)$$

где λ_t – коэффициент теплопроводности стенки НКТ;

λ_{cem} – коэффициент теплопроводности цемента;

λ_c – коэффициент теплопроводности стенки обсадной колонны;

λ_e – коэффициент теплопроводности грунта;

D – внутренний диаметр НКТ;

D_{t0} – внешний радиус НКТ;

D_{ci} – внутренний диаметр эксплуатационной колонны;

D_{c0} – внешний диаметр эксплуатационной колонны;

D_w – внешний диаметр цементного кольца.

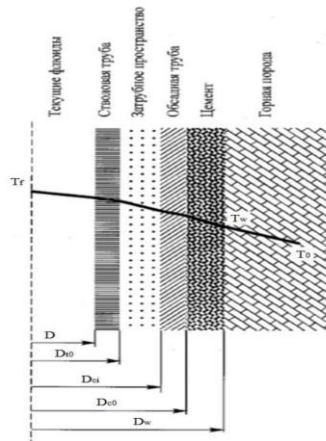


Рисунок 2 – Расчётная схема продольного сечения типовой нефтедобывающей скважины

Теплообмен, происходящий внутри грунта, является переходным процессом. Переходный процесс радиальной теплопроводности можно описать уравнением A.R. Hasan и C.S. Kabir [55]:

$$f(t) = (0,4063 + 0,5 \ln(t_{Dw})) \left(1 + \frac{0,6}{t_{Dw}}\right), \text{ если } t_{Dw} > 1,5; \quad (34)$$

$$f(t) = 1,1281 \sqrt{t_{Dw}} (1 - 0,3 \sqrt{t_{Dw}}), \text{ если } t_{Dw} \leq 1,5, \quad (35)$$

где $t_{Dw} = \frac{\lambda_e t}{(D_w / 2)^2};$

t – координата времени процесса.

В настоящее время отсутствуют опубликованные работы, посвящённые естественной конвекции газа внутри вертикального затрубного пространства нефтедобывающих скважин. Для её описания A.R. Hasan и C.S. Kabir предложили использовать формулу [48]:

$$\alpha_{an} = \frac{0,049(GrPr)^{1/3} Pr^{0,074} \lambda_{an}}{\frac{D_{t0}}{2} \ln\left(\frac{D_{ci}}{D_{t0}}\right)}, \quad (36)$$

где $Gr = \frac{\left(\frac{D_{ci}}{2} - \frac{D_{t0}}{2}\right)^3 g \rho_{an}^2 \beta (T_0 - T_c)}{\mu_{an}^2};$

$Pr = \frac{\mu_{an} c_{Pan}}{\lambda_{an}}$ – число Прандтля.

Для области ниже динамического уровня жидкости в скважине:

$$\rho_{an} = \rho_o H_L + \rho_g (1 - H_L); \quad (37)$$

$$\mu_{an} = \mu_o H_L + \mu_g (1 - H_L); \quad (38)$$

$$c_{Pan} = (1 - H_L) c_{Pg} + H_L c_{Po}; \quad (39)$$

$$\lambda_{an} = \lambda_o H_L + \lambda_g (1 - H_L). \quad (40)$$

Для области выше динамического уровня жидкости в скважине:

$$c_{Pan} = c_{Pg}; \quad (41)$$

$$\mu_{an} = \mu_g; \quad (42)$$

$$\rho_{an} = \rho_g; \quad (43)$$

$$\lambda_{an} = \lambda_g. \quad (44)$$

Коэффициент конвективной теплоотдачи для пузырькового или дисперсионно-пузырькового потоков жидкости определяется уравнением:

$$\alpha_m = \frac{N_{Um} \lambda_L}{D}, \quad (45)$$

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

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

потока;

$$\text{Re}_m = \frac{\rho_m V_m D}{\mu_L} \quad - \text{число Рейнольдса};$$

$$\text{Pr}_m = \frac{C_{Pm} \mu_L}{\lambda_L} \quad - \text{число Прандтля}.$$

$\lambda_L = \lambda_o H_o + \lambda_w (1 - H_o)$ – коэффициент теплопроводности водонефтяной смеси;

λ_o, λ_w – коэффициенты теплопроводности нефти и воды соответственно;

$V_m = V_{SO} + V_{SW} + V_{Sg}$ – скорость течения газоводонефтяной смеси;

$\rho_m = (1 - H_L) \rho_g + (H_o \rho_o + (1 - H_o) \rho_w) H_L$ – плотность газоводонефтяной смеси;

$c_{Pm} = (1 - H_L)c_{Pg} + (H_O c_{PO} + (1 - H_O)c_{PW})H_L$ – удельная теплоемкость газоводонефтяной смеси.

1.4 Прогнозирование возмущающих воздействий. Выпадение АСПО

Прогнозирование условий и скорости отложения асфальтосмолопарафиновых веществ на стенках насосно-компрессорных труб

Зона отложения парафина на стенках НКТ начинается от точки начала его выпадения и заканчивается устьем скважины. При этом часть мелких частиц АСПВ остаётся во взвешенном состоянии и выносится потоком флюида на поверхность. Твёрдые частицы парафина, выпадая из нефти в НКТ, связываются в твёрдые скопления углеводородов при помощи смол и асфальтенов, которые при наличии шероховатостей осаждаются на стенках НКТ, уменьшая их сечение, вплоть до полного перекрытия.

Выпадение парафина начинается при определённой для данной нефти температуре насыщения нефти АСПВ.

В настоящее время существует широкий ряд методик прогнозирования отложения АСПВ, основанных на различных подходах. Основным критерием при прогнозировании выпадения АСПО, является температура насыщения нефти парафином, при которой растворённый в нефти парафин переходит в твёрдую фазу.

За основу взята методика расчёта температуры парафинизации, разработанная сотрудниками ООО «РН-УфаНИПИнефть».

На первом этапе предложенной методики производится расчёт температуры насыщения нефти парафином T_{WAT} в нормальных условиях:

$$T_{WAT} = 38 - 1.91 \frac{y_A + y_S}{y_P}, \quad (46)$$

где y_A, y_S, y_P – процентные доли асфальтенов, смол и парафинов, входящие в состав разгазированной нефти.

Далее для фиксированной глубины H в скважине производится расчёт температуры насыщения нефти парафином в заданных термодинамических условиях T_{WATi} :

$$T_{WATi} = T_{WAT} + 0.031P - 0.098G, \quad (47)$$

где P – давление; G – остаточное газосодержание в нефти.

За основу расчета скорости выпадения АСПО выбрана методика расчёта скорости отложения АСПВ, согласно данным работ Ш.К. Гиматудинова [64].

Скорость выпадения АСПО вычисляется на основании времени полного перекрытия НКТ отложениями асфальтосмолопарафиновых веществ.

Для скважин с УЭЦН используется формула:

$$t_{stopi} = \frac{\pi (d'_{tube})^2 \rho_{wax} (311 - T_{WATi}) 10^\psi}{4 \cdot 10^{-2} y_p \beta (0.0034 + 0.79\Gamma) Q_{liq} (1 - 0.01wc) \rho_{oil} (1 - 0.01ws)^{0.667}}, \quad (48)$$

где Q_L – дебит жидкой фазы;

d'_{tube} – внутренний диаметр НКТ;

ρ_{oil} – плотность сепарированной нефти;

ρ_{wax} – плотность АСПВ;

ws – обводнённость добываемой продукции;

Γ – геотермальный градиент;

β – массовая доля отложений АСПВ, на стенках НКТ.

В зависимости от объёмного расхода добываемой нефти, при этом:

$$ws = \frac{\rho_{wat} wc}{0.01 \rho_{wat} wc + \rho_{oil} (1 - 0.01wc)}. \quad (49)$$

Массовая доля воды в добываемой жидкости:

$$\psi = \frac{Q_L}{1.728 \cdot 10^6 (d'_{tube})^{2.67}}. \quad (50)$$

Время полного перекрытия НКТ вследствие наличия отложения парафина следует оценивать по минимальному значению t_{stopi} :

$$t_{stop} = \min_i t_{stopi}. \quad (51)$$

После определения времени полного перекрытия поперечного проходного сечения НКТ парафином определяется максимальная скорость роста АСПО вдоль НКТ:

$$u_{WAX} = \frac{d'_{tube}}{2t_{stop}}. \quad (52)$$

2 ИНТЕГРИРОВАННОЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕСТАЦИОНАРНОЙ СИСТЕМЫ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ, ОБОРУДОВАННОЙ УЭЦН

2.1 Математическая модель фильтрации жидкости в призабойной зоне

Уравнение фильтрации однородной смеси в радиальном направлении:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial P}{\partial t}, \quad (53)$$

где k – коэффициент проницаемости пласта;

ϕ – пористость пласта;

c – коэффициент сжимаемости жидкости.

Решение данного уравнения представляется в виде:

$$P_R - P_{wf} = \frac{q_r}{J} f(t_D, r_{eD}), \quad (54)$$

где P_R – пластовое давление на границе зоны дренирования скважины;

P_{wf} – забойное давление;

Коэффициент продуктивности скважины для однофазного и двухфазного течений определяется исходя из соотношений [64]:

$$J = \frac{q_{r0}}{P_R - P_{wf0}}, \text{ если } (P_{wf0} > P_b); \quad (55)$$

$$J = \frac{q_{r0}}{P_R - P_b + \frac{P_b}{1,8} \left(1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf0}}{P_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf0}}{P_b} \right)^2 \right)}, \text{ если } (P_{wf0} < P_b); \quad (56)$$

где $r_{eD} = r_e / r_w$ – безразмерный радиус скважины;

$t_D = \frac{0,000264kt}{\phi \mu c (r_w / 0,3048)^2}$ – безразмерное время;

r_e – радиус контура питания;

r_w – радиус скважины;

t – время;

P_R – давление пластовое;

P_b – давление насыщения;

Приняв, что параметры давления P_{wf0}, P'_{wf} и притока в скважину q_0, q' нестационарные, получим:

$$P_{wf0} + P'_{wf} = P_R - \frac{1}{J} \ln \frac{r_e}{r_w} \left(q_{r0} + q'_r (1 - e^{-a_r b_r t}) \right), \quad (57)$$

где $f(t_D, r_{eD}) = \ln \frac{r_e}{r_w} (1 - \exp(-a_r b_r t))$.

$$b_r = \frac{0,892}{t_D^{0,792} r_{eD}^{0,217}}; \quad (58)$$

$$a_r = \frac{0,000264k}{\phi \mu c (r_w / 0,3048)^2}. \quad (59)$$

Приток жидкости из пласта на стационарном режиме определяется соотношениями:

$$q_{r0} = J (P_R - P_{wf0}), \text{ если } P_{wf0} > P_b. \quad (60)$$

$$q_{r0} = J (P_R - P_{wf0}) + \frac{JP_b}{1,8} \left(1 - 0,2 \frac{P_{wf0}}{P_b} - 0,8 \left(\frac{P_{wf0}}{P_b} \right)^2 \right), \text{ если } P_{wf0} < P_b. \quad (61)$$

2.2 Моделирование эффективности явления естественной сепарации на приеме УЭЦН

Новая модель R. Marquez [72, 75, 77, 78] основана на механистическом подходе к расчёту траекторий движения пузырьков газа в затрубном пространстве скважины в области приёма ЭЦН. Единственным минусом данной модели является использование приближённой методики расчёта линий тока жидкости в затрубном пространстве.

Предположим, что во время увеличения подачи УЭЦН на вход в УЭЦН жидкость будет поступать как из затрубного пространства выше области приёма насоса, так и ниже его приёма. Тогда угол отклонения линий тока

жидкости, поступающей из области затрубного пространства ниже области приёма, будет определяться как:

$$\frac{dr_r}{dh_r} = \operatorname{tg}(\beta_r) = \frac{(r_c - r_p)}{h_{pi}}, \quad (62)$$

где r_c и r_p – внутренний радиус эксплуатационной колонны, и внешний радиус ЭЦН;

h_{pi} – длина продольной щели приёма насоса для жидкости из пласта.

Угол отклонения линий тока жидкости из затрубного пространства выше области приёма насоса от вертикального к горизонтальному направлению β_c будет описываться соотношением:

$$\frac{dr_c}{dh_c} = \operatorname{tg}(\beta_c) = \frac{(r_c - r_p)}{h_p - h_{pi}}, \quad (63)$$

где h_p – общая длина продольной щели приёма насоса.

Уравнение неразрывности идеальной жидкости для несжимаемого потока из пласта имеет вид:

$$V_{Lr}^r = - \left(\frac{dr_r}{dh_r} \right) V_{Lz}^r = - \operatorname{tg}(\beta_r) V_{Lz}^r; \quad (64)$$

Из затруба скважины:

$$V_{Lr}^c = - \left(\frac{dr_c}{dh_c} \right) V_{Lz}^c = - \operatorname{tg}(\beta_c) V_{Lz}^c, \quad (65)$$

где $V_{Lz}^r = \frac{q_{res} + q_{res}'}{\pi(r_c^2 - r_p^2)}$ – приведённая скорость движения жидкости из пласта;

$V_{Lz}^c = \frac{q_{pump} - q_{res} - q_{res}'}{\pi(r_c^2 - r_p^2)}$ – приведённая скорость движения жидкости из

затрубного пространства скважины;

q_{res} – приток из пласта;

q_{res}' – приток от забоя скважины до приемной щели ЭЦН (динамическая составляющая).

Если предположить, что по длине приёмной щели ЭЦН скорость жидкости, поступающей из верхнего участка затрубного пространства, равна скорости жидкости, поступающей из забоя скважины ($V_{Lr}^c = V_{Lr}^r$), то высота щели приёма насоса, где скорость жидкости равна V_{Lr}^r , определяется соотношением:

$$h_{pi} = \frac{h_p}{Q_c(t)/Q_{res}(t)+1}, \quad (66)$$

где $Q_c(t)$ – функция изменения дебита из затрубного пространства;

$Q_{res}(t)$ – функция изменения дебита от забоя скважины.

Вертикальная составляющая скорости проскальзывания пузырька газа:

$$V_{sz} = \frac{8 r_b (\rho_L - \rho_g) |g|}{3 C_{d\infty} \rho_L |\vec{V}_s|}, \quad (67)$$

где $C_{d\infty} = \frac{C_d}{(1-\alpha_g)}$;

V_s – скорость проскальзывания фазы жидкость-газ;

r_b – радиус сферического пузырька газа;

Таким образом, выражение для расчёта вертикальной составляющей скорости газа в области приёма ЭЦН будет иметь вид:

$$V_{gz} = \frac{2 r_b (\rho_L - \rho_g) |g|}{9 C_{d\infty} \rho_L |\vec{V}_s|}. \quad (68)$$

Радиальный градиент давления, действующего на пузырёк газа, определяется градиентом скорости жидкости в радиальном направлении:

$$\frac{dP}{dr} = -(1-\alpha_g) \rho_L V_{Lr} \frac{dV_{Lr}}{dr}. \quad (69)$$

Получим выражение для расчёта скорости проскальзывания пузырька газа в радиальном направлении:

$$V_{sr} = \frac{8 r_b}{3 C_{d\infty} |\vec{V}_s|} V_{Lr} \frac{dV_{Lr}}{dr}. \quad (70)$$

Градиент радиальной составляющей скорости жидкости, согласно расчётной схеме линий тока, определяется выражением:

$$\frac{dV_{Lr}}{dr} = \left(\frac{r_p}{r^2} + \frac{h_i}{h_{pi}} \frac{(r_c - r_p)}{r^2} \right) \operatorname{tg}(\beta_r) V_{Lz}^r, \quad (71)$$

где β_r – угол отклонения линий тока жидкости, поступающей из области затрубного пространства ниже области приёма;

Окончательный вид уравнения для скорости проскальзывания в виде:

$$V_{sr} = -\frac{8}{3} \frac{r_b}{C_{d\infty} |\vec{V}_s|} \frac{1}{r^3} \left[\left(r_p + \frac{h_i}{h_{pi}} (r_c - r_p) \right) \operatorname{tg}(\beta_r) V_{Lz}^r \right]^2. \quad (72)$$

Радиальная скорость жидкости не равна нулю, поэтому выражение для расчёта действительной скорости газа можно записать в виде соотношения:

$$V_{gr} = V_{Lr} + V_{sr}; \quad (73)$$

$$V_{gr} = - \left(r_p + \frac{h_i}{h_{pi}} (r_c - r_p) \right) \operatorname{tg}(\beta_r) V_{Lz}^r \left[\frac{8}{3} \frac{r_b}{C_{d\infty} |\vec{V}_s|} \frac{1}{r^3} \left(r_p + \frac{h_i}{h_{pi}} (r_c - r_p) \right) \operatorname{tg}(\beta_r) V_{Lz}^r + \frac{1}{r} \right]. \quad (74)$$

В потоке жидкости, поступающем из затрубного пространства скважины в область приёма ЭЦН, практически отсутствует вода, поэтому вертикальная составляющая скорости газа будет определяться соотношением:

$$V_{gz} = \frac{2 r_b (\rho_o - \rho_g) |g|}{9 C_{d\infty} \rho_o |\vec{V}_s|}. \quad (75)$$

Горизонтальная составляющая уравнением:

$$V_{gr} = - \left(r_p + \frac{h_i}{h_p - h_{pi}} (r_c - r_p) \right) \operatorname{tg}(\beta_c) V_{Lz}^c \left[\frac{8}{3} \frac{r_b}{C_{d\infty} |\vec{V}_s|} \frac{1}{r^3} \left(r_p + \frac{h_i}{h_p - h_{pi}} (r_c - r_p) \right) \operatorname{tg}(\beta_c) V_{Lz}^c + \frac{1}{r} \right]. \quad (76)$$

Поток жидкости из затруба скважины имеет реверсивный характер по отношению к течению газа, поэтому в случае равенства скоростей движения жидкости и газа, процесс естественной сепарации может прекратиться:

$$E_s = 0 \text{ при } V_{Lz}^c = \frac{2 r_b (\rho_o - \rho_g) |g|}{9 C_{d\infty} \rho_o |\vec{V}_s|}. \quad (77)$$

Выражение для расчёта траектории движения пузырька газа можно получить на основании соотношения:

$$\frac{dr}{dz} = \frac{V_{gr}}{V_{gz}}. \quad (78)$$

Подставив в выражения уравнений для расчёта вертикальной и радиальной составляющих действительные скорости газа, запишем выражение для расчёта градиента траектории пузырька газа от области забоя скважины в виде модификации уравнения R. Marquez [75]:

$$\frac{dr}{dz} = -54 \frac{\mu_L}{l_i^2} \frac{1}{(\rho_L - \rho_g)g} \left(r_p + \frac{h_i}{h_{pi}} (r_c - r_p) \right) \operatorname{tg}(\beta_r) V_{Lz}^r \left[\frac{2}{9} \frac{l_i^2}{\mu_L} \frac{\rho_L}{r^3} \left(r_p + \frac{h_i}{h_{pi}} (r_c - r_p) \right) \operatorname{tg}(\beta_r) V_{Lz}^r + \frac{1}{r} \right], \quad (79)$$

$$\text{где } l_i = \frac{3}{71.617 \left(1 - e^{-2.368 V_{sgz}^i} \right)} \frac{V_{sgz}^i}{V_{sgz}^i + V_{\infty z}}.$$

Градиент траектории движения пузырьков газа в потоке жидкости (нефти) из затрубной области будет определяться соотношением:

$$\frac{dr}{dz} = -54 \frac{\mu_0}{l_i^2} \frac{1}{(\rho_0 - \rho_g)g} \left(r_p + \frac{h_i}{h_p - h_{pi}} (r_c - r_p) \right) \operatorname{tg}(\beta_c) V_{Lz}^c \left[\frac{2}{9} \frac{l_i^2}{\mu_0} \frac{\rho_0}{r^3} \left(r_p + \frac{h_i}{h_p - h_{pi}} (r_c - r_p) \right) \operatorname{tg}(\beta_c) V_{Lz}^c + \frac{1}{r} \right]. \quad (80)$$

В этом случае коэффициент естественной сепарации газа будет определяться по модифицированной формуле:

$$E = \frac{r_c^2 - r_s^2}{r_c^2 - r_p^2}, \quad (81)$$

где r_c и r_p – внутренний радиус эксплуатационной колонны, и внешний радиус ЭЦН;

r_s – радиус траектории движения пузырька газа к приемной щели ЭЦН;

В случае, когда переходный процесс в работе УЭЦН связан с уменьшением подачи насоса, поле линий тока жидкости в затрубном пространстве, скорость газа в радиальном направлении можно определить как

$$V_{gr} = V_{Lr} + V_{sr}, \quad (82)$$

$$V_{gr} = - \left(r_p + \frac{h_i}{h_p} (r_{ci} - r_p) \right) \operatorname{tg}(\beta) V_{Lz}^r \left[\frac{8}{3} \frac{r_b}{C_{d\infty} |\vec{V}_s|} \frac{1}{r^3} \left(r_p + \frac{h_i}{h_p} (r_{ci} - r_p) \right) \operatorname{tg}(\beta) V_{Lz}^r + \frac{1}{r} \right]. \quad (83)$$

Для расчёта градиента траектории движения пузырька газа в этом случае можно воспользоваться модификацией уравнения R. Marquez в виде [75]:

$$\frac{dr}{dz} = -54 \frac{\mu_L}{l_i^2} \frac{1}{(\rho_L - \rho_g)g} \left(r_p + \frac{h_i}{h_p} (r_{ci} - r_p) \right) \operatorname{tg}(\beta) V_{Lz}^r \left[\frac{2}{9} \frac{l_i^2}{\mu_L} \frac{\rho_L}{r^3} \left(r_p + \frac{h_i}{h_p} (r_{ci} - r_p) \right) \operatorname{tg}(\beta) V_{Lz}^r + \frac{1}{r} \right], \quad (84)$$

$$\text{где } r_{ci} = \sqrt{r_p^2 + \frac{q_{\text{pump}}}{q_{\text{res}} + q_{\text{res}}} (r_c^2 - r_p^2)}.$$

Коэффициент естественной сепарации газа в этом случае будет определяться по модифицированной формуле:

$$E = \frac{r_{ci}^2 - r_s^2}{r_{ci}^2 - r_p^2}, \quad (85)$$

где r_{ci} – внутренний радиус приемного потока жидкости в ЭЦН;

r_p – внешний радиус ЭЦН;

r_s – радиус траектории движения пузырька газа к приемной щели ЭЦН;

2.3 Математическое описание течения жидкости в НКТ

Для газожидкостной смеси потери давления в НКТ в зависимости от расхода q_t можно записать соотношением:

$$\Delta P_t = P_{wf} - P_{tf} = \frac{4\rho_L(1-\alpha_g)L_t}{\pi d^2} \frac{\partial q_t}{\partial t} + \frac{2f_{TF}\rho_L V_{SLO}L_t}{\pi d^3(1-\alpha_g)} q_t = C_j \frac{\partial q_t}{\partial t} + Cq_t \quad (86)$$

где P_{tf} – давление на устье скважины;

P_{wf} – давление выхода ЭЦН (забойное давление).

Объёмное содержание газа при течении газожидкостной смеси по НКТ и плотность жидкой фазы можно рассчитать через среднее стационарное давление \bar{P}_t , используя модель «drift-flux», согласно модели П.Д.Ляпкина в виде уравнения [81]:

$$\alpha_g = \frac{V_{Sg0}}{C_0(V_{SLO} + V_{Sg0}) + V_d}, \quad (87)$$

где C_0 – коэффициент концентрации газа в поперечном сечении НКТ (1,2 для пузырькового режима течения и 1,06 – для пробкового);

$$V_{SL0} = \frac{Q_{Lsc} \left((1-n) \bar{B}_0 + n \right)}{A_t} - \text{приведённая скорость движения жидкости при}$$

установившемся течении;

Q_{Lsc} – установившийся дебит скважины в поверхностных условиях;

\bar{B}_0 – средний по длине НКТ объёмный коэффициент нефти;

V_{sg0} – приведённая скорость установившегося течения газа.

$$V_{sg0} = \frac{(1-E_s) Q_{Lsc} (1-n) \bar{B}_0 (R_{sb} - R_s) b_g}{A_t}, \text{ или}$$

$$V_{sg0} = \frac{(1-E_s) Q_{Lsc} (1-n) \bar{B}_0 R_{sb} \bar{Z} T P_{sc} \left(1 - \bar{P}_t / P_b \right)}{A_t T_{sc} \bar{P}_t}, \quad (88)$$

где A_t – площадь поперечного сечения НКТ;

$P_{sc} = 0,1$ МПа ; $T_{sc} = 293^\circ$ К ;

P_b – давление насыщения нефти газом;

R_{sb} – газовый фактор;

\bar{P}_t – среднее значение давления в НКТ;

Изменение плотности нефти в НКТ при изменении давления от стандартных условий до давления насыщения нефти газом аппроксимируем линейной зависимостью.

Плотность жидкости рассчитывается через плотность воды ρ_w и нефти ρ_o следующим образом:

$$\rho_L = \rho_o (1-n) + \rho_w n, \quad (89)$$

$$\text{где } \rho_o = \frac{\rho_o^{sc}}{B_0} \left(1 + \frac{1 - \frac{\bar{P}_t}{P_b}}{1 - \frac{P_{sc}}{P_b}} (\bar{B}_0 - 1) \right) - \text{зависимость плотности нефти от давления.}$$

Окончательно зависимость плотности жидкости от давления можно представить соотношением [53, 108]:

$$\rho_L = \frac{\rho_o^{sc}}{B_0 \left(1 - \frac{P_{sc}}{P_b}\right)} \left[(\bar{B}_0 - 1)(1-n) + \left(1-n + \frac{\bar{B}_0 n}{\gamma_0}\right) \left(1 - \frac{P_{sc}}{P_b}\right) - \frac{\bar{P}_t}{P_b} (\bar{B}_0 - 1)(1-n) \right], \quad (90)$$

где $\gamma_0 = \frac{\rho_0^{sc}}{\rho_w}$ – относительная плотность нефти.

Запишем уравнение гидравлических потерь давления на трение жидкости в виде:

$$\begin{aligned} \Delta P_{тр} &= \frac{2f_{тр}\rho_L V_{SL} L_t}{\pi d^3 (1-\alpha_g)} q_t = \\ &= \frac{2f_{тр}\rho_o^{sc} \left[(\bar{B}_0 - 1)(1-n) + \left(1-n + \frac{\bar{B}_0 n}{\gamma_0}\right) \left(1 - \frac{P_{sc}}{P_b}\right) - \frac{\bar{P}_t}{P_b} (\bar{B}_0 - 1)(1-n) \right] V_{SL0} (C_0 (V_{SL0} + V_{Sg0}) + V_d) L_t}{B_0 \left(1 - \frac{P_{sc}}{P_b}\right) \pi d^3 (C_0 V_{SL} - V_{Sg0} (1+C_0) + V_d)} q_t = \quad (91) \\ &= C q_t \end{aligned}$$

где $f_{тр} = 0,03$; d – внутренний диаметр НКТ.

Уравнение инерционных гидравлических потерь давления представим соотношением:

$$\begin{aligned} \Delta P_{ia} &= \frac{4\rho_L (1-\alpha_g) L_t}{\pi d^2} \frac{\partial q_t}{\partial t} = \\ &= \frac{4\rho_o^{sc} \left[(\bar{B}_0 - 1)(1-n) + \left(1-n + \frac{\bar{B}_0 n}{\gamma_0}\right) \left(1 - \frac{P_{sc}}{P_b}\right) - \frac{\bar{P}_t}{P_b} (\bar{B}_0 - 1)(1-n) \right] (C_0 V_{SL} - V_{Sg0} (1+C_0) + V_d) L_t}{B_0 \left(1 - \frac{P_{sc}}{P_b}\right) \pi d^2 (C_0 (V_{SL0} + V_{Sg0}) + V_d)} \frac{\partial q_t}{\partial t} = \quad (92) \\ &= C_j \frac{\partial q_t}{\partial t} \end{aligned}$$

2.4 Полная гидродинамическая модель ступени УЭЦН

Для оценки сущности процессов, приводящих к деградации характеристик УЭЦН, ниже проведено гидродинамическое моделирование течения жидкости в межлопаточных каналах рабочего колеса и диффузора ЭЦН.

Модель D. Sun для однофазного течения жидкости, разработанной в рамках проекта TUALP [95].

При описании математической модели ЭЦН принимаются следующие допущения:

- 1) Жидкая и газообразная фазы в межлопаточных каналах импеллера и диффузора движутся с учетом проскальзывания вдоль одной линии тока;
- 2) Газ принимается идеальным, а сжатие его в каналах импеллера – адиабатическим. Жидкая фаза принимается несжимаемой;
- 3) Теплопередача между фазами и стенками каналов отсутствует;
- 4) Давление в жидкости и в газе при их движении вдоль линии тока изменяется одинаково.

Уравнения неразрывности для газа выглядит следующим образом:

$$\frac{\partial(\rho_g \alpha_g)}{\partial t} \frac{dS}{dr} + \frac{1}{r \sin(\beta)} \frac{\partial(r \rho_g \alpha_g W_g \sin(\beta))}{\partial r} = 0; \quad (93)$$

Уравнения неразрывности для жидкости выглядит следующим образом:

$$\frac{\partial(\rho_L (1 - \alpha_g))}{\partial t} \frac{dS}{dr} + \frac{1}{r \sin(\beta)} \frac{\partial(r \rho_L (1 - \alpha_g) W_L \sin(\beta))}{\partial r} = 0, \quad (94)$$

где ρ_g – плотность газа;

α_g – истинное объемное содержание газа;

r – ось, перпендикулярная оси вращения импеллера, радиус от оси вращения до точки на линии тока;

W_g – относительная составляющая скорости газа;

W_L – относительная составляющая скорости жидкости;

β – угол наклона лопатки;

ρ_L – плотность жидкости.

Соотношение S и r можно выразить соотношением:

$$\frac{dS}{dr} = \frac{j}{\sin(\beta_h) \cos(\gamma)}, \quad (95)$$

где S – линия тока;

$j = 1$ – для импеллера;

$j = -1$ – для диффузора;

β_h – проекция угла наклона лопатки на плоскость, перпендикулярную оси вращения импеллера;

γ – угол между касательной к лопатке и ее проекцией на плоскость перпендикулярную оси вращения импеллера;

S – линия тока.

Соотношение β и β_h имеет вид:

$$\beta = \arccos(\cos(\beta_h)\cos(\gamma)). \quad (96)$$

Уравнения количества движения для газа и жидкости определяются по формулам:

$$\alpha_g \rho_g \frac{\partial W_g}{\partial t} \frac{dS}{dr} + \alpha_g \rho_g W_g \frac{dW_g}{dr} = -\alpha_g \frac{dP}{dr} + \alpha_g \rho_g \omega^2 r - \left(\frac{dP}{dS} \right)_{f,g} \frac{dS}{dr} + M_{g,s} \frac{dS}{dr}; \quad (97)$$

$$(1-\alpha_g) \rho_L \frac{\partial W_L}{\partial t} \frac{dS}{dr} + (1-\alpha_g) \rho_L W_L \frac{dW_L}{dr} = -(1-\alpha_g) \frac{dP}{dr} + (1-\alpha_g) \rho_L \omega^2 r - \left(\frac{dP}{dS} \right)_{f,L} \frac{dS}{dr} - M_{L,s} \frac{dS}{dr}, \quad (98)$$

где ω – угловая скорость импеллера;

$M_{L,s}$ и $M_{g,s}$ – силы гидравлического сопротивления на границе фаз.

Градиент потерь давления на трение фазы определяется как:

$$\left(\frac{dP}{ds} \right)_f = -f_p \frac{\rho_p W_p^2}{2d_{H,p}}, \quad (99)$$

где $d_{H,ip} = \frac{4aH}{2(a+H)} \alpha_p$ – гидравлический диаметр межлопаточного канала;

f_p – коэффициент гидравлического трения фазы о стенки канала;

2.4.1 Начальные условия

Согласно формуле Бернулли, давление на входе в импеллер определяется соотношением [95]:

$$P_{\text{impeller entrance}} = P_{\text{eye}} + \frac{(V_{\text{eye},L})^2 - (V_{\text{impeller entrance},L})^2}{2} (1-x) \rho_m + \frac{(V_{\text{eye},g})^2 - (V_{\text{impeller entrance},g})^2}{2} (x) \rho_m, \quad (100)$$

где x – весовое содержание газа.

Весовое содержание газа:

$$x = \frac{Q_{g \text{ impeller}} \rho_g}{Q_{g \text{ impeller}} \rho_g + Q_{L \text{ impeller}} \rho_L}, \quad (101)$$

Плотность газожидкостной смеси без учета проскальзывания фаз:

$$\rho_m = \rho_g \alpha_{g \text{ impeller entrance}} + \rho_L (1 - \alpha_{g \text{ impeller entrance}}). \quad (102)$$

Аналогично статическое давление на входе в диффузор насоса:

$$P_{\text{diff user entrance}} = P_{\text{impeller discharge}} + \frac{(V_{\text{impeller discharge}, L})^2 - (V_{\text{diffuser entrance}, L})^2}{2} (1-x) \rho_m + \frac{(V_{\text{impeller discharge}, g})^2 - (V_{\text{diffuser entrance}, g})^2}{2} (x) \rho_m, \quad (103)$$

где $V_{\text{impeller discharge}}$ – абсолютная скорость на выходе из импеллера.

$$V_{\text{impeller discharge}} = \sqrt{W_{\text{impeller discharge}}^2 + r^2 \omega^2 - 2W_{\text{impeller discharge}} r \omega \cos(\beta_{\text{impeller discharge}})}, \quad (104)$$

Абсолютная скорость рассчитывается для каждой из фаз. Направление относительной скорости на выходе из импеллера не совпадает с направлением выходного элемента лопатки. Причина этого отклонения относительного потока от геометрии выходного элемента лопатки в инерции газожидкостной смеси. Газожидкостная смесь, заключенная в межлопаточном объеме, при вращении импеллера, начинает вращаться в направлении, противоположном вращению рабочего колеса. Таким образом, на поток, движущийся с относительной скоростью, накладывается дополнительное вихревое движение, вызванное наличием осевого вихря.

Расчёт потерь давления из-за инерционных свойств добываемой скважинной жидкости.

Для оценки влияния вихря потока на величину действительного угла отклонения вектора относительной скорости предлагается корреляция [95]:

$$\beta'_{\text{impeller discharge}} = \arctg \left(\frac{W_{\text{impeller discharge}} \sin(\beta_{\text{impeller discharge}})}{(W_{\text{impeller discharge}} \cos(\beta_{\text{impeller discharge}}) + k_2 \omega r_{\text{impeller discharge}})} \right), \quad (105)$$

где $k_2 = 1 - \sigma_2$ – поправочный коэффициент;

r – ось, перпендикулярная оси вращения импеллера, радиус от оси вращения до точки на линии тока.

Инерционный фактор σ_2 на выходе из рабочего колеса является эмпирическим параметром, зависящим от количества лопаток и угла наклона задней кромки лопатки. Для его вычисления можно воспользоваться корреляцией F. J. Wiesner [95].

$$\text{Если } \frac{r_{\text{impeller entrance}}}{r_{\text{impeller discharge}}} \leq e^{\left(\frac{-8.16 \sin(\beta_{\text{impeller discharge}})}{n_{\text{impeller}}}\right)}, \text{ тогда } \sigma_2 = 1 - \frac{\sqrt{\sin(\beta_{\text{impeller discharge}})}}{n_{\text{impeller}}^{0.7}}.$$

$$\text{Если } \frac{r_{\text{impeller entrance}}}{r_{\text{impeller discharge}}} > e^{\left(\frac{-8.16 \sin(\beta_{\text{impeller discharge}})}{n_{\text{impeller}}}\right)}, \text{ тогда потери являются ударными.}$$

В таком случае:

$$\sigma_2 = \left(1 - \frac{\sqrt{\sin(\beta_{\text{impeller discharge}})}}{n_{\text{impeller}}^{0.7}}\right) \left[1 - \frac{\left(\frac{r_{\text{impeller entrance}}}{r_{\text{impeller discharge}}} - e^{\left(\frac{-8.16 \sin(\beta_{\text{impeller discharge}})}{n_{\text{impeller}}}\right)}\right)^3}{1 - e^{\left(\frac{-8.16 \sin(\beta_{\text{impeller discharge}})}{n_{\text{impeller}}}\right)}}\right]. \quad (106)$$

Уравнение для расчета давления на входе в следующую ступень ЭЦН имеет вид [95]:

$$P_{\text{nexteye}} = P_{\text{diffuser discharge}} + \frac{(V_{\text{diffuser discharge},L})^2 - (V_{\text{next eye},L})^2}{2} (1-x)\rho_m + \frac{(V_{\text{diffuser discharge},g})^2 - (V_{\text{next eye},g})^2}{2} (x)\rho_m. \quad (107)$$

2.4.2 Расчёт ударных потерь давления на входе в рабочее колесо ЭЦН

Направление вектора меридиональной скорости набегающего потока V_{M1} зависит от величины подачи насоса $Q_{L \text{ импел.}}$. Если подача насоса расчётная, то угол наклона вектора относительной скорости набегающего потока и угол наклона лопатки на входе в рабочее колесо ЭЦН равны. Уменьшение подачи насоса относительно расчётной величины приводит к уменьшению абсолютной скорости V_{M1}' потока на входе, в результате чего появляется ударная составляющая относительной скорости ΔW .

Зная величину ударной составляющей относительной скорости ΔW набегающего потока, можно определить потери динамической составляющей давления на удар на входе в рабочее колесо ЭЦН [95]:

$$\Delta P_{\text{shock},s} = \psi \Delta W^2 \frac{\rho_m}{2} = \psi \left(\omega r_{\text{impeller entrance}} \right)^2 \left(1 - \frac{V'_{M1}}{V_{M1}} \right)^2 \frac{\rho_m}{2}, \quad (108)$$

где $\psi = 0,58$ – эмпирический коэффициент смягчения удара жидкой фазы из-за эластичности, полученный К. Плейдерером.

Ударные потери давления для газожидкостной смеси рассчитываются как:

$$\Delta P_{\text{shock},t} = R_f \Delta P_{\text{shock},s}, \quad (109)$$

где R_f – коэффициент, учитывающий влияние на коэффициент Плейдерера газа, определяется по формуле:

$$R_f = 1 + 21 \left(\frac{x}{1-x} \right) + \left(\frac{x}{1-x} \right)^2. \quad (110)$$

Окончательно уравнение для расчета повышения статического давления в ступени ЭЦН имеет вид:

$$\Delta P_{\text{stage}} = P_{\text{next eye}} - P_{\text{eye}} - \Delta P_{\text{shock},t}. \quad (111)$$

Наличие в добываемом флюиде активных эмульгаторов-асфальтенов и смол, а также механических частиц, способствует зарождению эмульсий.

Водонефтяная смесь после прохождения через первые ступени ЭЦН диспергирует, образуя эмульсионные соединения с повышенной вязкостью. В работах В.П. Максимова, И.Т. Мищенко [89, 19] и др. отмечено, что вязкость эмульсий зависит от величины обводнённости смеси.

В качестве критерия оценки степени деградации параметров работы насоса при перекачке эмульсионных смесей с обводнённостью порядка 40-60 % в работе Л.С. Каплана [98], предлагается коэффициент его относительной подачи в среднем уменьшать примерно в 1,6 раза, а продолжительность безотказной работы сокращать в 1,5 раза. Вышепредложенная методика применима и для прогнозирования степени деградации расходно-напорных

характеристик УЭЦН при прохождении высоковязких водонефтяных эмульсий по проточным каналам насоса.

Влияние содержания свободного содержания газа на условия эксплуатации электроцентробежных насосов.

Погружные электроцентробежные насосы для добычи нефти откачивают из скважин вместе с нефтью пластовую воду и газ. Известно, что эффективность ЭЦН при работе на газожидкостной смеси резко снижается по сравнению с работой на однородной среде. При малом содержании свободный газ не оказывает влияния на эксплуатацию насоса. В этом случае в межлопаточных каналах ЭЦН реализуется пузырьковый режим течения добываемой смеси, насосная установка работает как бы с жидкостью с небольшой плотностью. Попадание газа в межлопаточное пространство центробежного насоса приводит к образованию пузырьковых структур течения.

Основной причиной резкого ухудшения параметров эксплуатации центробежного насоса, работающего на ГЖС при наличии газовых каверн, является то, что газовые каверны неподвижны в межлопаточных каналах колеса и уменьшают пропускную способность канала, создавая дополнительное гидравлическое сопротивление. При наличии в межлопаточных каналах газовых каверн ЭЦН работает в режиме кавитации.

Существующие в настоящее время методы управления эффективностью работы ЭЦН при эксплуатации в осложнённых условиях, непосредственно связаны с уровнем понимания физических механизмов влияния осложнений на работу УЭЦН и уровнем развития математического моделирования влияния осложнений на эксплуатационные характеристики насоса. На сегодняшний день указанные механизмы влияния осложнений проработаны недостаточно полно, прежде всего в плане изучения природы процессов, протекающих в уязвимых узлах УЭЦН (в частности, рабочее колесо, диффузор и кольцевые уплотнения) в осложнённых условиях.

Гидродинамический метод прогнозирования деградации напорных характеристик электроцентробежных насосов в условиях газовыделения из скважинной продукции.

Модель центробежного насоса D. Sun [95] отличается от ранее разработанных видом замыкающих уравнений и имеет две модификации: для жидкостного течения и для течения жидкость-газ. Уравнения неразрывности и количества движения для двухфазного течения записывались с учётом следующих допущений:

- расчётная линия тока общая, как для движения жидкости, так и газа;
- жидкость вязкая и несжимаемая;
- давление в расчётной точке линии тока одинаково, как для газа, так и для жидкости;
- течение жидкости и газа вдоль линии тока установившееся.

Для неустановившегося течения в межлопаточном канале насоса уравнение в форме D. Sun имеет вид:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\alpha_p \rho_p) + \frac{1}{r \sin \beta} \frac{\partial}{\partial s} (r \alpha_p \rho_p W_p \sin \beta) = 0, \quad (112)$$

если индекс $p = L$ – уравнение для жидкой фазы; если $p = g$ – для газа.

Для установившегося течения D. Sun использует уравнение:

$$\alpha_p \rho_p W_p A \sin \beta = \rho_{\text{entrance}, p} Q_{\text{entrance}, p}, \quad (113)$$

Уравнение количества движения для неустановившегося течения имеет вид:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\alpha_p \rho_p V_p) + \nabla(\alpha_p \rho_p V_p V_p) + \alpha_p \nabla p - \alpha_p \nabla(\tau_p + \tau_p^t) - \alpha_p \rho_p g + M_p = 0, \quad (114)$$

где τ_p^t – касательное напряжение в форме Рейнольдса;

τ_p – тензор вязких сдвиговых напряжений;

V_p – абсолютная скорость фазы «р»;

M_p – коэффициент межфазной передачи импульса от жидкости к газу (

$$\sum_{p=l,g} M_p = 0).$$

Уравнение количества движения для установившегося течения в форме D. Sun имеет вид:

$$\left[\frac{dp}{dr} \right]_{\text{stremline}} = \left[-\rho_p W_p \frac{dW_p}{dr} + \rho_p \omega^2 r + \left(\frac{dp}{ds} \right)_{f,p} \frac{ds}{dr} - \frac{M_{p,s}}{\alpha_p} \frac{ds}{dr} \right]_{\text{stremline}}. \quad (115)$$

Градиент потерь давления на трение о стенки канала в общем виде можно записать как:

$$\left(\frac{dp}{ds} \right)_{f,p} = -f_p \frac{\rho_p W_p^2}{2d_{H,p}}, \quad (116)$$

где $d_{H,p} = \frac{4aH}{2(a+H)\alpha_p}$ – гидравлический диаметр межлопаточного канала;

H, a – высота и ширина межлопаточного канала рабочего колеса и диффузора ЭЦН;

f_p – коэффициент трения фазы.

Корреляция для расчёта коэффициента межфазной передачи импульса имеет вид:

$$-M_{g,s} = M_{l,s} = \frac{3\alpha_g}{8r_{\text{interfacial}}} C_d \rho_L |W_g - W_L| (W_L - W_g), \quad (117)$$

где $r_{\text{interfacial}}$ – для пузырьковой структуры течения соответствует радиусу пузырька газа $r_{\text{interfacial}} = r_b$;

C_d – коэффициент проскальзывания между газом и жидкостью.

Для малых скоростей движения пузырька газа можно воспользоваться следующей корреляцией для расчёта коэффициента гидродинамического сопротивления:

$$C_{d,\text{stokes}} = \frac{24}{N_{\text{Re, interfacial}}}, \quad (118)$$

где $N_{\text{Re, interfacial}} = \frac{2r_{\text{interfacial}} |W_g - W_L| \rho_m}{\mu_m}$ – число Рейнольдса;

$\mu_m = \mu_L (1 - \alpha_g) + \mu_g \alpha_g$ – вязкость газожидкостной смеси.

Для получения универсальной методики расчёта $\frac{C_d}{r_{\text{interfacial}}}$ необходимо использование механистической модели для прогнозирования границ различных структур газожидкостного течения в насосах с заданной геометрией межлопаточных каналов (R. Beltur).

2.4.3 Механистическое моделирование границ газожидкостных структур газожидкостного течения в импеллере ЭЦН

Анализ пузырьковой структуры течения газожидкостной смеси.

При малых значениях объёмного содержания газа в межлопаточных каналах наблюдается циркуляция лишь мелких пузырьков газа от ступицы к периферии колеса. С ростом объёмного содержания газа часть пузырьков газа укрупняется и группируется на входе в межлопаточный канал (вблизи ступицы колеса). Согласно теории А.Н. Колмагорова, диаметр стабильных пузырьков газа в турбулентном течении жидкости определяется масштабом турбулентного вихреобразования. D.M. Levins предложил корреляцию для расчёта максимального диаметра стабильных пузырьков газа в зависимости от физико-химических свойств жидкости и газа, а также от величины диссипации турбулентной энергии потока, в виде:

$$d_{b \text{ max}} = (We_{kp})^{0,6} \left(\frac{\sigma_L}{\rho_L} \right)^{0,6} \varepsilon^{-0,4} \left(\frac{\rho_L}{\rho_g} \right)^{0,2}. \quad (119)$$

Для расчёта диссипации турбулентной энергии в лопастных центробежных газосепараторах используется корреляция E. Sulc и E. Ditzl [97]:

$$\varepsilon = \left[\left(\frac{C}{A} \right)^{(1-b)} \frac{1}{B^{(a+1)}} \right]^{\frac{4}{3-4b-a}} \frac{\rho_m (u')^4}{\mu_m} = K(\text{Re}) \frac{\rho_m (u')^4}{\mu_m}, \quad (120)$$

где $K(\text{Re})$ – эмпирическая функция, зависящая от числа Рейнольдса.

Величина диссипации турбулентной энергии потока зависит от величины осреднённой пульсации скорости (u'), а также плотности и вязкости (ρ_m, μ_m) смеси.

J. Costes и J.P. Couderc, E.R. Davies установили, что для закрученного потока газожидкостной смеси величину турбулентной пульсации скорости можно определить как:

$$u' = k_u k_u' 2r\omega, \quad (121)$$

где k_u' – коэффициент, характеризующий масштаб поперечного вихря в межлопаточном канале сепаратора;

k_u – коэффициент А.Н. Колмогорова;

r – радиус траектории движения пузырька газа.

Выражение для максимального диаметра стабильного пузырька газа, исключая критическое число Вебера (We_{kp}), выглядит следующим образом:

$$d_{b \max} = K(\text{Re}) (a + b\lambda_g^{0,5})^{0,6} \left(\frac{\sigma_L}{\rho_L} \right)^{0,6} \left\{ \frac{\rho_m (2r\omega)^4}{\mu_m} \right\}^{-0,4} \left(\frac{\rho_L}{\rho_g} \right)^{0,2}, \quad (122)$$

где $a = 0,0009N - 0,1882$;

$b = 0,0093N - 5,8508$;

$K(\text{Re}) = 1358,8$;

N – число оборотов электродвигателя ЭЦН.

Похожие корреляции были получены М. Murakami и К. Minemura в виде [96]:

$$d_{b \max} = d_{\omega 0} \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^{\frac{3}{4}} (a + b\lambda_g). \quad (123)$$

У J. Gamboa в виде:

$$d_{b \max} = K(0,725 + 4,15\lambda_g^{0,5})^{0,6} \left(\frac{\sigma_L}{\rho_L} \right)^{0,6} \left\{ \frac{\rho_m (2r\omega)^4}{\mu_m} \right\}^{-0,4} \left(\frac{\rho_L}{\rho_g} \right)^{0,2}. \quad (124)$$

Анализируя экспериментальные данные R. Beltur [98] по замеру изменяющегося диаметра пузырьков газа для переходной структуры течения в межлопаточном канале импеллера ЭЦН, была получена корреляция для расчёта $K(\text{Re})$ в виде:

$$K(\text{Re}) = \frac{(55,694r^2 + 1,3892r)W_{Sg}^{0,2}}{(1 - \alpha_g)^{0,75}}. \quad (124)$$

Механистическая модель прогнозирования границ структур газожидкостного течения в межлопаточных каналах импеллера ЭЦН.

До настоящего времени известные методы прогнозирования границ структур газожидкостного течения в межлопаточных каналах импеллера ЭЦН носили эмпирический характер.

В качестве примера рассмотрим эмпирическую модель J. Duran [99], суть которой заключалась в том, что на основе аппроксимации экспериментальных данных (неуказанной марки центробежного насоса) были получены безразмерные корреляции, которые в зависимости от значений объёмных расходов жидкости и газа позволяли определять границы перехода пузырьковой структуры течения в переходную в виде:

$$\frac{Q_g}{Q_{L\max}} \geq \left(\frac{Q_g}{Q_{L\max}} \right)_{кр}, \quad (125)$$

где $\left(\frac{Q_g}{Q_{L\max}} \right)_{кр} = \left(5,58 \frac{\rho_g}{\rho_L} + 0,098 \right) \left(\frac{Q_L}{Q_{L\max}} \right)^{1,421}$ – корреляция, описывающая

начало формирования скоплений пузырьков газа в межлопаточном канале импеллера.

Современные механистические исследования структурных изменений газожидкостных течений в криволинейных вращающихся каналах импеллера ЭЦН позволили математически описать силовое воздействие на пузырёк газа при изменении структуры течения.

Основными действующими на пузырёк газа силами вдоль линии тока, являются:

Проекция силы инерции жидкости в расчётной точке линии тока:

$$F_1 = \frac{m_p \omega^2 r}{\sin(\beta)}, \quad (126)$$

где $m_p = \rho_g v_p$ – масса исследуемого пузырька газа;

$v_p = \frac{\pi d_p^3}{6}$ – объем исследуемого пузырька газа;

$\beta = \arccos(\cos(\beta_h)\cos(\gamma))$ – угол наклона лопатки в расчетной точке;

β_h – угол наклона лопатки в радиальном направлении;

γ – угол наклона лопатки к оси вращения импеллера;

ω – угловая скорость вращения вала импеллера;

Проекция силы от радиального давления жидкости в расчётной точке линии тока:

$$F_2 = \frac{v_p}{\sin(\beta)} \frac{dP}{dr}. \quad (127)$$

Радиальный градиент давления $\frac{dP}{dr}$ в межлопаточном канале импеллера, согласно модели D. Sun, определяется как:

$$(1 - \alpha_g) \rho_p W_p \frac{dW_p}{dr} = -(1 - \alpha_g) \frac{dP}{dr} + (1 - \alpha_g) \rho_p \omega^2 r - F_{w,p} \frac{ds}{dr} - F_{L,p} \frac{ds}{dr}, \quad (128)$$

где $F_{L,g}$ – параметр, характеризующий трение на границе фаз;

$\frac{ds}{dr} = \frac{1}{\sin(\beta_h)\cos(\gamma)}$ – дифференциал импеллера ЭЦН;

$F_{w,L}$ – параметр, характеризующий трение между жидкостью и стенками импеллера ЭЦН.

Согласно гипотезе, предложенной К. Minemura, параметр, характеризующий межфазное трение, можно записать как:

$$F_{L,g} = \frac{3\alpha_g C_d \rho_L}{4d_p} (W_L - W_g) |W_g - W_L|, \quad (129)$$

где d_p – диаметр пузырька газа.

В работе R. Sachdeva [100] параметр, характеризующий трение жидкости о стенки канала, определяется как:

$$F_{w,L} = (1 - \alpha_g) f_t \frac{\rho_L W_L^2}{d_h}, \quad (130)$$

где $d_h = \frac{4ah}{2(a+h)}(1-\alpha_g)$ – гидравлический диаметр межлопаточного

канала импеллера ЭЦН;

a – ширина лопатки импеллера;

h – высота лопатки импеллера;

$f_t = f(\text{Re}, \omega, R_c, a/h)$ – коэффициент гидравлического трения.

Выражение для расчёта радиального градиента давления жидкости:

$$\frac{dP}{dr} = \rho_L \left(r\omega^2 - \frac{W_L^2}{r} \right) - f_t \frac{\rho_L W_L^2}{d_h \sin(\beta)} - \frac{3\alpha_g \rho_L}{4(1-\alpha_g) \sin(\beta)} \frac{C_d}{d_p} (W_L - W_g) |W_g - W_L|. \quad (131)$$

Коэффициент гидродинамического сопротивления C_d в форме Стокса для пузырька газа в межлопаточном канале импеллера ЭЦН выражается как:

$$C_{d, \text{stokes}} = \frac{24}{N_{\text{Re, interfacial}}}, \quad (132)$$

где $N_{\text{Re, interfacial}} = \frac{2d_b |W_g - W_L| \rho_L}{\mu_m}$ – число Рейнольдса;

$\mu_m = \mu_L(1-\alpha_g) + \mu_g \alpha_g$ – динамическая вязкость газожидкостной смеси;

d_p – диаметр стабильного пузырька газа.

Приравнявая проекции сил $F_1 = F_2$, действующих на сферический пузырёк газа в межлопаточном канале импеллера ЭЦН, и проведя несложные преобразования уравнений, получим следующую механистическую корреляцию для объёмного содержания газа на границе структурных изменений газожидкостного течения в импеллере ЭЦН:

$$\lambda_g = \left\{ \left\{ \left[\frac{18\mu_m \left[\frac{\rho_m (2r\omega)^4}{\mu_m} \right]^{0,8} \left(\frac{\sigma_L}{\rho_L} \right)^{-1,2} \left(\frac{\rho_L}{\rho_g} \right)^{-0,4} \alpha_{gi} \rho_L (W_L - W_g) W_g - W_L}{K(\text{Re})^2 (1-\alpha_{gi}) \sin(\beta_i) \left[\rho_L \left(r_i \omega^2 - \frac{W_L^2}{r_i} \right) - \rho_g r_i \omega^2 - f_t \frac{\rho_L W_L^2}{d_h \sin(\beta_i)} \right]} \right]^{5/6} \right\} - a \left\{ \frac{1}{b} \right\} \right\}^2, \quad (133)$$

где $W_g = \frac{Q_g}{2\pi r_i h \sin(\beta_i) \alpha_{gi}}$; $W_L = \frac{Q_L}{2\pi r_i h \sin(\beta_i) (1 - \alpha_{gi})}$ – действительные

относительные скорости газа и жидкости, соответственно;

$W_{sg} = \frac{Q_g}{2\pi r_i h \sin(\beta_i)}$ – приведенная скорость газа в межлопаточном канале

импеллера;

$\lambda_g = \frac{Q_g}{Q_g + Q_L}$ – объемное содержание газа без учета проскальзывания фаз

на входе в импеллер ЭЦН.

Если принять следующие условия: $\alpha_{gi} = \alpha_{g2} = 0,15$; $r_i = r_2$ и $\beta_i = \beta_2$, то уравнение позволяет оценить объемное содержание газа без учёта проскальзывания на границе от пузырьковой структуры течения газожидкостной смеси к переходной.

При условиях $\alpha_{gi} = \alpha_{g1} = 0,2$; $r_i = r_1$ и $\beta_i = \beta_1$, уравнение прогнозирует условия перехода по объёмному содержанию газа от переходной структуры течения к структуре течения с газовой каверной.

2.4.4 Расчёт инерционные потерь в лопатках УЭЦН

Методика расчёта коэффициента гидравлического трения в криволинейном вращающемся канале.

В работе D. Sun предложен метод расчёта коэффициента гидравлического трения в межлопаточном канале импеллера ЭЦН с использованием принципа суперпозиции. Суть метода заключается в следующем. Рассчитывается коэффициент гидравлического трения для цилиндрического прямолинейного канала, а затем на его значение последовательно накладываются такие воздействующие факторы как, прямоугольная форма поперечного сечения межлопаточного канала, его продольная кривизна и вращение. Данная методика применима для расчёта коэффициентов гидравлического трения как для жидкости, так и для газа.

Коэффициент гидравлического трения фазы «p» для цилиндрического прямолинейного неподвижного канала имеет вид:

Для ламинарного течения фазы (жидкости или газа):

$$f_{\text{circular, straight, stationary, } p} = \frac{64}{N_{\text{Re}, p}}, \quad (134)$$

где $N_{\text{Re}, p} = \frac{\rho_p d_{H, p} W_p}{\mu_p}$ – число Рейнольдса;

Для турбулентного режима течения:

$$f_{\text{circular, straight, stationary, } p} = 8 \left[2.457 \ln \frac{1}{\left(\frac{7}{N_{\text{Re}, p}} \right)^{0.9} + 0.27 \left(\frac{\varepsilon}{d_{b, p}} \right)} \right]^{-2}, \quad (135)$$

где ε – шероховатость стенок лопатки.

Влияние на коэффициент гидравлического трения жидкости формы поперечного сечения канала.

Число Рейнольдса для каналов с прямоугольным поперечным сечением определяется как:

$$N_{\text{Re}, eq, p} = \frac{d_{eq} W_p \rho_p}{\mu_p}, \quad (136)$$

где $d_{eq} = \left[\frac{2}{3} + \frac{11}{24} l_l (2 - l_l) \right] d'_{b, p}$ – эквивалентный диаметр канала;

$l_l = \frac{m(a, b)}{m(a, b)}$ – относительная длина канала.

Ламинарный режим течения в канале с прямоугольным поперечным сечением реализуется при условии:

$$N_{\text{Re}, eq, p} \leq (N_{\text{Re}})_{\text{cr. str.}}. \quad (137)$$

В этом случае коэффициент гидравлического трения определяется как:

$$f_{\text{straight, stationary, } p} = \frac{64}{N_{\text{Re}, eq, p}}. \quad (138)$$

Корректирующий параметр коэффициента гидравлического трения определяется выражением:

$$F_{\text{str.}} = \frac{f_{\text{straight, stationary, } p}}{f_{\text{cyl, stationary, } p}} = \frac{1}{\frac{2}{3} + \frac{11}{24}l_l(2-l_l)}. \quad (139)$$

Условие реализации турбулентного течения следующее:

$$N_{\text{Re } eq, p} \geq (N_{\text{Re}})_{\text{cr. str.}}. \quad (140)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления по корреляции R.N. Blais определяется как:

$$f_{\text{straight, stationary, } p} = 0.316 N_{\text{Re, eq, } p}^{-0.25}. \quad (141)$$

Корректирующий параметр коэффициента гидравлического трения имеет вид:

$$F_{\text{str.}} = \frac{f_{\text{straight, stationary, } p}}{f_{\text{cyl, stationary, } p}} = \frac{1}{\left[\frac{2}{3} + \frac{11}{24}l_l(2-l_l)\right]^{0.25}}. \quad (142)$$

Влияние на коэффициент гидравлического трения кривизны стенок канала.

Условие, при котором на величину коэффициента гидравлического трения начинают влиять эффекты от кривизны стенок, следующее:

$$\frac{R_c}{r_{b,p}} < 860, \quad (143)$$

где $R_c = \frac{1}{\sin\beta} \left(\frac{1}{-\frac{d\beta(r)}{dr} + \frac{1}{r\text{tg}\beta}} \right)$ – радиус кривизны стенки канала;

$r_{b,p} = \frac{d_{H,p}}{2}$ – гидравлический радиус канала.

Критическое число Рейнольдса для каналов с криволинейными стенками определяется как:

$$N_{\text{Re, } p} = \begin{cases} 2 \cdot 10^4 \left(\frac{r_{b,p}}{R_c} \right), & \frac{R_c}{r_{b,p}} < 860; \\ 2300, & \frac{R_c}{r_{b,p}} \geq 860. \end{cases} \quad (144)$$

Условие реализации ламинарного режима течения следующее:

$$N_{Re,p} \leq (N_{Re})_{cr. str.} \cdot \quad (145)$$

Корректирующий коэффициент определяется как:

$$F_{curv,p} = \frac{f_{curv., stat., p}}{f_{circ., str., stat., p}} = 1, \text{ если } \frac{R_c}{r'_{b,p}} \geq 860; \quad (146)$$

$$F_{curv,p} = \frac{f_{curv., stat., p}}{f_{circ., str., stat., p}} = 0.266 N_{Re,p}^{0.389} \left(\frac{r'_{b,p}}{R_c} \right)^{0.1945}, \text{ если } \frac{R_c}{r'_{b,p}} < 860, \quad (147)$$

Коэффициент гидравлического трения определяется по корреляции:

$$f_{circ., str., stat., p} \sqrt{\frac{R_c}{r'_{b,p}}} = 1.5 \left\{ \frac{\left[N_{Re,p} \left(\frac{r'_{b,p}}{R_c} \right)^{0.5} \right]}{53} \right\}^{-0.611}. \quad (148)$$

Условие, при котором реализуется турбулентный режим течения, следующее:

$$N_{Re,p} \geq (N_{Re})_{cr. str.}, \quad (149)$$

При этом возможны следующие варианты для расчёта корректирующего коэффициента:

$$N_{Re,p} \left(\frac{r'_{b,p}}{R_c} \right)^2 \geq 300, \text{ тогда:}$$

$$F_{curv,p} = \frac{f_{curv., stat., p}}{f_{circ., str., stat., p}} = \left[N_{Re,p} \left(\frac{r'_{b,p}}{R_c} \right)^2 \right]^{0.05}; \quad (150)$$

$$300 > N_{Re,p} \left(\frac{r'_{b,p}}{R_c} \right)^2 > 0.034, \text{ тогда:}$$

$$F_{curv,p} = \frac{f_{curv., stat., p}}{f_{circ., str., stat., p}} = \frac{\left\{ 0.029 + 0.304 \left[N_{Re,p} \left(\frac{r'_{b,p}}{R_c} \right)^2 \right]^{-0.25} \right\} N_{Re,p}^{0.25}}{0.316 \left(\frac{R_c}{r'_{b,p}} \right)} = 0.092 \left[N_{Re,p} \left(\frac{r'_{b,p}}{R_c} \right)^2 \right]^{0.25} + 0.962; \quad (151)$$

$$N_{Re,p} \left(\frac{r'_{b,p}}{R_c} \right)^2 \leq 0.034, \text{ тогда:}$$

$$F_{\text{curv},p} = \frac{f_{\text{curv., stat., } p}}{f_{\text{circ., str., stat., } p}} = 1. \quad (152)$$

Влияние на коэффициент гидравлического трения вращательного движения канала.

Число Рейнольдса для вращающегося канала:

$$N_{\text{Re},\Omega,p} = \frac{\omega d_{b,p}^2 \rho_p}{\mu_p}. \quad (153)$$

Учитывать влияние эффектов вращения канала на величину коэффициента гидравлического трения следует при условии $N_{\text{Re},\Omega,p} \geq 28$.

Критическое число Рейнольдса для вращающегося канала определяется как:

$$(N_{\text{Re}})_{\text{crit, rotation}, p} = \begin{cases} 1070 (N_{\text{Re},\Omega,p})^{0.23}, & N_{\text{Re},\Omega,p} \geq 28 \\ 2300 & , N_{\text{Re},\Omega,p} < 28 \end{cases}. \quad (154)$$

Условие, при котором реализуется ламинарный режим течения:

$$N_{\text{Re},p} \leq (N_{\text{Re}})_{\text{crit, rotation}, p}. \quad (155)$$

Используя безразмерный параметр в виде $K_{\text{lam.},p} = N_{\text{Re},\Omega,p} N_{\text{Re},p}$ определим следующие варианты для расчёта корректирующего коэффициента:

$$K_{\text{lam.},p} \leq 220 \quad \text{и} \quad \frac{N_{\text{Re},\Omega,p}}{N_{\text{Re},p}} < 0.5, \quad \text{тогда} \quad \text{корректирующий коэффициент}$$

определяется как:

$$F_{\text{mob.},p} = \frac{f_{\text{str., mob.}}}{f_{\text{circ., str., stac.}}} = 1. \quad (156)$$

$$220 < K_{\text{ламинар.},p} < 10^7 \quad \text{и} \quad \frac{N_{\text{Re},\Omega,p}}{N_{\text{Re},p}} < 0.5, \quad \text{то} \quad \text{корректирующий коэффициент}$$

определяется как:

$$F_{\text{mob.},p} = \frac{f_{\text{str., mob.}}}{f_{\text{circ., str., stac.}}} = 0.0883 K_{\text{lam.},p}^{0.25} (1 + 11.2 K_{\text{lam.},p}^{-0.325}). \quad (157)$$

$\frac{N_{\text{Re},\Omega,p}}{N_{\text{Re},p}} \geq 0.5$, то корректирующий коэффициент определяется по формуле:

$$F_{\text{mob.}, p} = \frac{f_{\text{str., mob.}}}{f_{\text{circ., str., stac.}}} = \frac{0.0672 N_{\text{Re}, \Omega, p}^{0.5}}{1 - 2.11 N_{\text{Re}, \Omega, p}^{-0.5}}. \quad (158)$$

Используя безразмерный параметр в виде $K_{\text{turb.}, p} = \frac{N_{\text{Re}, \Omega, p}^2}{N_{\text{Re}, p}}$ для турбулентного режима течения, определим следующие варианты расчёта корректирующего коэффициента:

$K_{\text{turb.}, p} < 1$, тогда корректирующий коэффициент равен:

$$F_{\text{mob.}, p} = \frac{f_{\text{str., mob.}}}{f_{\text{circ., str., stac.}}} = 1. \quad (159)$$

$1 < K_{\text{turb.}, p} < 15$, тогда корректирующий коэффициент равен:

$$F_{\text{mob.}, p} = \frac{f_{\text{str., mob.}}}{f_{\text{circ., str., stac.}}} = 0.942 + 0.058 K_{\text{turb.}, p}^{0.282}. \quad (160)$$

$K_{\text{turb.}, p} > 15$, корректирующий коэффициент равен:

$$F_{\text{mob.}, p} = \frac{f_{\text{str., mob.}}}{f_{\text{circ., str., stac.}}} = 0.942 K_{\text{turb.}, p}^{0.05}. \quad (161)$$

Используя принцип суперпозиции, запишем выражения для расчёта коэффициентов гидравлического трения с учётом вышперечисленных воздействующих факторов:

для импеллера ЭЦН:

$$f_{\text{impeller}, p} = F_{\text{rectangular}, p} \cdot F_{\text{curved}, p} \cdot F_{\text{rotation}, p} \cdot f_{\text{circular, staight, stationary}, p}. \quad (162)$$

для диффузора ЭЦН:

$$f_{\text{diff user}, p} = F_{\text{rectangular}, p} \cdot F_{\text{curved}, p} \cdot f_{\text{circular, staight, stationary}, p}. \quad (163)$$

2.4.5 Граничные условия

Для проведения численного расчёта дифференциальных уравнений неразрывности и количества движения необходимо задать граничные условия на входе и выходе из межлопаточного канала импеллера, а также на входе и выходе из межлопаточного канала диффузора ЭЦН [95].

Если считать, что на входе в импеллер отсутствует проскальзывание фаз, то коэффициент объёмного содержания газа определяется как:

$$\alpha_{g \text{ impeller entrance}} = \frac{Q_{g \text{ impeller}}}{Q_{g \text{ impeller}} + Q_{L \text{ impeller}}} = \lambda_g. \quad (164)$$

Статическое давление на входе в импеллер определяется как:

$$P_{\text{impeller entrance}} = P_{\text{eye}} + \frac{(V_{\text{eye},L})^2 - (V_{\text{impeller entrance},L})^2}{2} (1-x) \rho_m + \frac{(V_{\text{eye},g})^2 - (V_{\text{impeller entrance},g})^2}{2} (x) \rho_m, \quad (165)$$

где $x = \frac{Q_{g \text{ impeller}} \rho_g}{Q_{g \text{ impeller}} \rho_g + Q_{L \text{ impeller}} \rho_L}$ – массовое содержание газа в смеси;

$V_{\text{eye},L}, V_{\text{eye},g}$ – абсолютные скорости движения жидкости и газа на входе в импеллер ЭЦН, соответственно;

P_{eye} – статическое давление на выходе из предыдущей ступени насоса;

$\rho_m = \rho_g \alpha_{g \text{ impeller entrance}} + \rho_L (1 - \alpha_{g \text{ impeller entrance}})$ – плотность газожидкостной смеси;

$V_{\text{impeller entrance},L} = \sqrt{W_{\text{impeller entrance},L}^2 + (\omega r_1)^2 - 2W_{\text{impeller entrance},L} (\omega r_1) \cos(\beta_1)}$ – абсолютная

скорость жидкости на входе в импеллер ЭЦН;

$W_{\text{impeller entrance},L} = \frac{Q_L}{2\pi r h_c \eta_0 K_{\text{смec}} \sin(\beta_1)}$ – относительная скорость на входе в

импеллер ЭЦН;

η_0 – объемный КПД насоса;

$K_{\text{смec}}$ – коэффициент стеснения межлопаточных каналов ЭЦН;

$V_{\text{impeller entrance},g} = \sqrt{W_{\text{impeller entrance},g}^2 + (\omega r_1)^2 - 2W_{\text{impeller entrance},g} (\omega r_1) \cos(\beta_1)}$ – абсолютная

скорость газа на входе в импеллер ЭЦН;

$W_{\text{impeller entrance},g} = \frac{Q_g}{2\pi r h_c \eta_0 K_{\text{смec}} \sin(\beta_1)}$ – относительная скорость газа на входе в

импеллер ЭЦН.

Объёмное содержание газа на выходе из импеллера приравниваем объёмному содержанию газа на входе в диффузор ступени ЭЦН:

$$\alpha_{g \text{ impeller disch arg } e} = \alpha_{g \text{ diffuser entrance}}. \quad (167)$$

Статическое давление на входе в диффузор определяется как:

$$P_{\text{diffuser entrance}} = P_{\text{impeller discharge}} + \frac{(V_{\text{impeller discharge},L})^2 - (V_{\text{diffuser entrance},L})^2}{2} (1-x) \rho_m + \frac{(V_{\text{impeller discharge},g})^2 - (V_{\text{diffuser entrance},g})^2}{2} (x) \rho_m, \quad (168)$$

где $V_{\text{impeller discharge},L} = \sqrt{W_{\text{impeller discharge},L}^2 + r_2^2 \omega^2 - 2W_{\text{impeller discharge},L} r_2 \omega \cos(\beta'_{\text{impeller discharge}})}$ –

абсолютная скорость течения жидкости на выходе из импеллера;

$$V_{\text{impeller discharge},g} = \sqrt{W_{\text{impeller discharge},g}^2 + r_2^2 \omega^2 - 2W_{\text{impeller discharge},g} r_2 \omega \cos(\beta'_{\text{impeller discharge}})}$$
 –

абсолютная скорость газа на выходе из импеллера.

Статическое давление на входе в следующую ступень ЭЦН имеет вид:

$$P_{\text{next eye}} = P_{\text{diffuser discharge}} + \frac{(V_{\text{diffuser discharge},L})^2 - (V_{\text{next eye},L})^2}{2} (1-x) \rho_m + \frac{(V_{\text{diffuser discharge},g})^2 - (V_{\text{next eye},g})^2}{2} (x) \rho_m, \quad (169)$$

где $V_{\text{next eye},L}, V_{\text{next eye},g}$ – абсолютная скорость жидкости и газа на входе следующей ступени ЭЦН, соответственно.

Окончательно уравнение для расчёта повышения статического давления в ступени ЭЦН, с учётом ударных потерь давления, имеет вид:

$$\Delta P_{\text{stage}} = P_{\text{next eye}} - P_{\text{eye}} - \Delta P_{\text{shock},t}. \quad (170)$$

2.5 Математическая модель штуцера

Перепад давления в штуцере скважины обусловлен потерями давления газожидкостной смеси на трение и вихреобразование. Для расчёта расхода через штуцер скважины обычно используется следующая расчётная схема.

Поток газожидкостной смеси, попадая в ограничивающее устройство, вначале ускоряется в сужающемся канале (с диаметром d_c), а затем расширяется, попадая в проточный канал линейного трубопровода (с диаметром d_2).

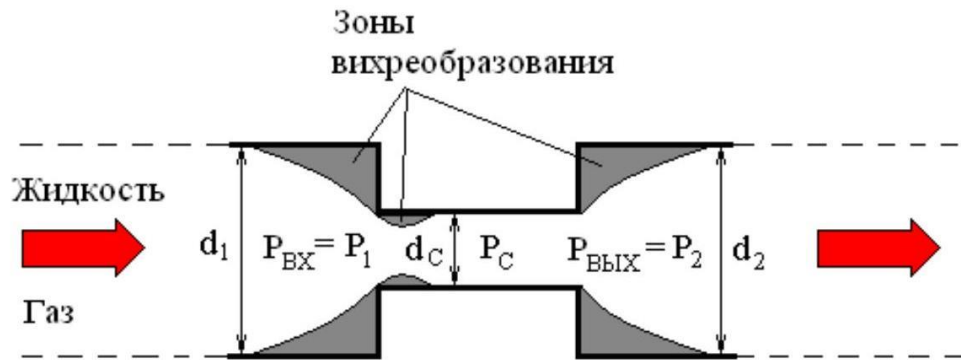


Рисунок 3 – Схема движения смеси через штуцер

Величина расхода через штуцер скважины определяется минимальной площадью его проходного сечения f_c и рассчитывается по уравнению:

$$Q_{ch} = \mu f_c \sqrt{\frac{2(P_1 - P_2)}{\rho_m}}, \quad (171)$$

где μ – коэффициент расхода смеси;

$f_c = \frac{\pi d_c^2}{4}$ – минимальная площадь проходного сечения штуцера.

При течении газожидкостной смеси через штуцер скважины возможны два режима: докритический (при скорости газожидкостной смеси в узком сечении штуцера меньше скорости звука) и критический (при скорости газожидкостной смеси равной скорости звука). Известно большое количество полуэмпирических корреляций для определения скорости звука в многофазном течении газожидкостной смеси.

Ниже рассмотрен метод Ашворда и Пирке, согласно которому критическое относительное давление на границе между критическим и докритическим течениями определяется по уравнению:

$$\frac{\frac{R_1}{k} \left[\frac{R_1 (1 - \bar{P}^{b_{ch}})}{b_{ch}} + (1 - \bar{P}) \right]}{0.5 \left[1 - R \bar{P}^{-1/k} \right]^2 \bar{P}^{c_{ch}}} = 1, \quad (172)$$

где $b_{ch} = (k - 1) / k$; $c_{ch} = (k + 1) / k$;

$R_1 = \frac{V_{Sgc}}{V_{SLc}}$ – отношение скорости газообразной и жидкой фаз в узком

сечении штуцера;

V_{Sgc}, V_{SLc} – приведённые скорости газа и жидкости в сечении с диаметром d_c ;

$\bar{P} = P_2 / P_1$ – относительное критическое давление.

Для изоэнтропического течения газа относительное критическое давление определяется по формуле:

$$\bar{P} = \frac{P_2}{P_1} = \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k}{k-1}}. \quad (173)$$

В настоящее время известно достаточное количество эмпирических корреляций для расчёта коэффициента расхода штуцера скважины. В качестве примера ниже рассмотрена корреляция А.А. Pilehvari для расчёта коэффициента расхода штуцера для газожидкостной смеси.

Автор экспериментально исследовал штуцеры с диаметрами проходного сечения 0; 0,0064; 0,0095; 0,011 и 0,0127 м и получил эмпирические корреляции для коэффициента расхода штуцера скважины.

Для критического режима течения жидкости в виде:

$$\mu = 0.0861YR_1^{-0.062} N_{Re}^{0.171}; \quad (174)$$

Для докритического режима течения жидкости в виде:

$$\mu = 0.04385Y\beta^{-0.068} R_1^{-0.006} N_{Re}^{0.217}, \quad (175)$$

где $Y = 1.0 - \left[0.41 + 0.35\beta^4 \right] \frac{1}{k} \frac{(P_1 - P_2)}{P_1}$;

$\beta = \frac{d_c}{d_1}$ – отношение диаметров в штуцере;

d_c, d_1 – диаметр в узком сечении штуцера и внутренний диаметр трубы на входе в штуцер, соответственно.

А.А. Pilehvari рассматривал газожидкостную смесь как однородную гомогенную структуру с усреднёнными свойствами при несущественных потерях на трение и теплоперенос.

Свойства флюидов рассчитывались по давлению и температуре перед штуцером скважины. С учётом принятых допущений число Рейнольдса для течения газожидкостной смеси в узком сечении штуцера определяется соотношением:

$$N_{Re} = \frac{\rho_m V_m d_c}{\mu_m}, \quad (176)$$

где $V_m = V_{SLc} + V_{Sgc}$ – скорость течения смеси;

$\rho_m = \rho_L \lambda_L + \rho_g (1 - \lambda_L)$ – плотность смеси;

$\lambda_L = \frac{V_{SLc}}{V_m}$ – объёмное содержание газообразной фазы в узком сечении

штуцера без проскальзывания фаз;

$\mu_m = \mu_L \lambda_L + \mu_g (1 - \lambda_L)$ – динамическая вязкость газожидкостной смеси.

При наличии в жидкой фазе воды, вязкость водонефтяной смеси определяется выражением:

$$\mu_L = \mu_o (1 - n) + \mu_w n, \quad (177)$$

где μ_o – вязкость нефти;

μ_w – вязкость воды.

2.6 Вывод по главе

Несмотря на тщательный подбор математической модели, возникающие сложности можно описать следующими аспектами:

1. Коммуникация блоков может быть выстроена в двустороннем порядке, однако быстрой вариации интервальных событий сложно добиться, данный вопрос следует рассмотреть подробнее;

2. Возникает проблема организации оптимизационного математического блока, который позволил бы координировать расчетную структуру математических моделей;

Основная сложность динамики процесса – идентификация осложняющих факторов и отсутствие порядка действий системы при обнаружении деградации характеристик, так как единственный управляющий параметр подвластный системе без участия оператора – частота и её программные вариации.

Таким образом разработана динамическая интегрированная модель системы «пласт-скважина-УЭЦН», включающая в себя:

1. Аналитическую модель, модифицированную для двухфазного течения добываемой газожидкостной смеси в НКТ;
2. Динамическую модель призабойной зоны пласта;
3. Модифицированную модель для нестационарных течений в затрубье скважины;
4. Механистическую модель R. Marquez для расчёта коэффициента естественной сепарации газа на приёме ЭЦН;
5. Двухфазную (газожидкостную) модель типа drift-flux для расчёта распределения давления добываемой смеси в затрубье скважины и в НКТ ниже уровня приёма насоса;
6. Аналитическую зависимость для определения уровня газожидкостной смеси в НКТ при различных подачах насоса.

Модели представлены в форме дифференциальных уравнений, обеспечивающих эффективное применение методов теории автоматического управления для решения задач синтеза и анализа алгоритмов управления, а также оценки устойчивости и управляемости процессами, протекающими в нефтедобывающей скважине.

По результатам реализации задуманной идеи внедрения интегрированной модели в кластеры автоматизированного управления, предполагается:

1. Повышение энергоэффективности добычи нефти со скважины, оборудованной УЭЦН;
2. Увеличение межремонтного периода работы УЭЦН (увеличение наработки наотказ);
3. Снижение рисков преждевременной остановки УЭЦН по причине аварии;
4. Корректное уточнение параметров периодического режима работы скважин, с целью увеличения коэффициента продуктивности на единицу скважины.

3 РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО ПРИМЕНЕНИЯ ИНТЕГРИРОВАННОЙ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НА СКВАЖИНЕ, ОБОРУДОВАННОЙ УЭЦН

Для начала корректного расчета, по представленной выше модели, необходимо определить структуру потока газожидкостной смеси в системе «пласт-скважина-УЭЦН». Так как в данном исследовании стоит задача проверить достоверность основной части математической модели на реальном примере, было принято решение о максимальном упрощении условий в тех узлах, которые не влияют на результаты, согласно поставленной цели.

Следовательно, были упрощены следующие стадии интегрированной математической модели:

1. Модель притока представляет собой математические уравнения в двумерном пространстве, на основе решения задач Дюпюи. Призабойная зона несовершенна только по характеру вскрытия. Режим течения жидкости в призабойной зоне – плоскорадиальный. Пласт бесконечный, не имеет границ и дизъюнктивных нарушений. Считается, что скважина является единственной разрабатываемой, а шумы межскважинного взаимодействия ничтожно малы. Истечение жидкости через перфорационные отверстия в забойную зону однофазно или двухфазно, в зависимости от достигаемых забойных давлений. Водонефтяной эмульсии в призабойной зоне нет, жидкость считается однородной. Концентрация механических примесей не влияет на расчет характеристик работы скважины;

2. В затрубном пространстве, выше приемного модуля УЭЦН, жидкость стационарна, а модель характерна для двухфазного течения без учета завихрений и наличия воды;

3. Инклинометрия скважины совершенна, т.е. варьируется в малых пределах так, чтобы скважина считалась вертикальной, а отклонения от траектории скважины никак не влияли на искажения математических моделей;

4. Рассматриваемая скважина осложнена высокой концентрацией АСПО в добываемом флюиде, а также высоким газосодержанием. Другие возмущающие факторы не рассматриваются и списываются в значения погрешности модельного ряда от фактического;

Структура газожидкостного потока является динамическим показателем, однако данная динамика зависит от принятого режима скважины. Учитывая принятые допущения, необходимость определения многофазного течения уместна для зоны забора флюида, т.е. для зоны от +2 м низа приемной щели до -2 м верха приемной щели (глубина скважины соответствует длине скважины, а отчет идет от устья до забойной зоны), для участка на приеме насоса (выход газосепаратора), а также для участка от выхода насоса до устья скважины.

3.1 Моделирование призабойной зоны скважины

Согласно принятым допущениям, были проведены расчеты параметров призабойной зоны по уравнению фильтрации однородной смеси в радиальном направлении. Основные гидродинамические данные для месторождения X, а именно по результатам исследования скважины X методами установившихся отборов и неустановившегося течения представлены в приложении, а именно: пористость, проницаемость, коэффициент сжимаемости жидкости, пластовое давление на границе зоны дренирования скважины и забойное давление.

В качестве определяющего модель параметра принят коэффициент продуктивности скважины. Коэффициент продуктивности скважины рассчитан в динамических условиях для периода работы скважины X с 20.01.2013 по 06.07.2014. Результаты представлены на графике (рисунок 4).

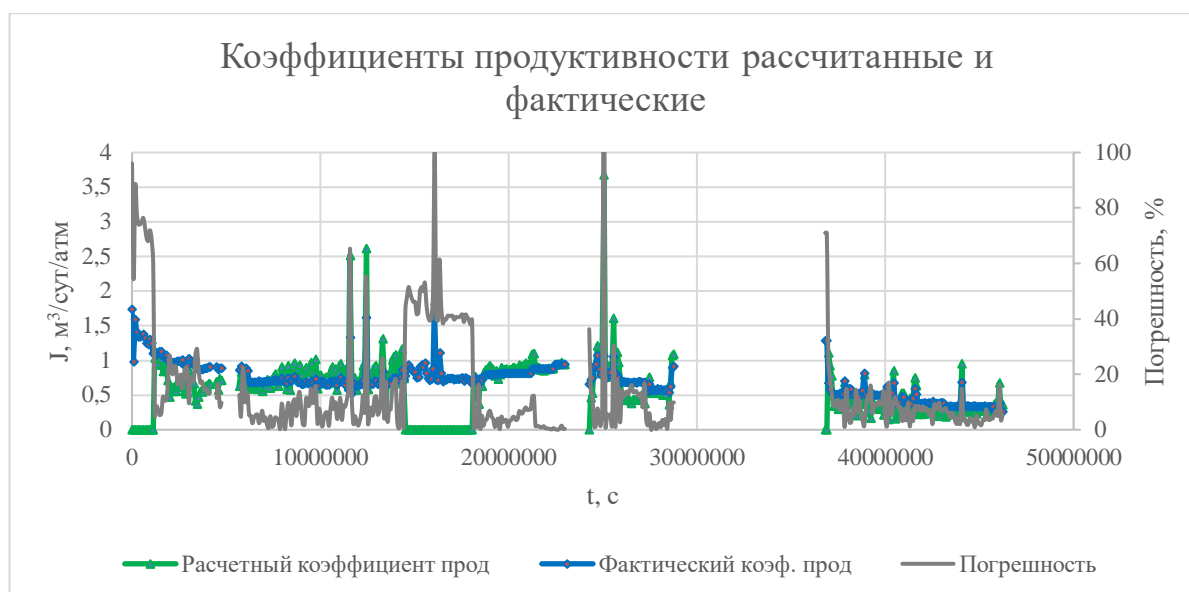


Рисунок 4 – Сравнение промысловых данных о коэффициенте продуктивности скважины с рассчитанными значениями по принятой модели призабойной зоны

Погрешность расхождения данных варьируется от 0 % до 30 %. Единичные случаи превышения погрешности свыше 30% говорят о том, что на скважине проводились геолого-технические мероприятия и, согласно промысловым актам, временные периоды выпадения значений полностью соответствуют срокам проведения работ. Средняя погрешность математической модели за большую часть времени исследования составляет 11,3 %, что говорит о хорошей точности. Результат – модель может использоваться для данных условий.

Период с 1.04.2013 по 5.07.2013 следует рассмотреть, учитывая весь кластер возмущающих воздействий. К данному периоду следует вернуться при интерпретации результатов интегрированной модели, представленной скважины.

3.2 Определение режима течения газаводонефтяного потока в условиях стационарного потока

Согласно карте режимов течения газожидкостной смеси в наклонных и вертикальных трубах, представленной на рисунке 5, режим течения газаводонефтяной смеси по скважине возможно определить, зная скорости

течения каждой фазы. Плотность, вязкость, газосодержание изменяются по глубине скважины, соответственно изменяются и скорости фаз.

По представленным моделям Y. Taitel, J.O. Hinze, R.N. Chokshi, D. Barne для скважины X определяются границы перехода режимов течения: от пузырькового к дисперсно-пузырьковому; от пробкового к дисперсно-пузырьковому; от эмульсионного к пробковому; от кольцевого к пробковому.

В соответствии с исходными данными дебит жидкости варьируется от 50 м³/сут до 98 м³/сут, данному диапазону дебитов для 60ЭЦН5-79-2300 скорость жидкой фазы имеет диапазон от 0,1 м/с до 1,6 м/с (V_{SL}), скорость газовой фазы – от 3 м/с до 14 м/с. Скорость водной фазы приблизительно равна общей скорости жидкости (V_{SG}). Вариативность обводненности мала, так же, как и значения самой обводненности. В течении года, рассматриваемого периода значения обводненности планомерно изменялись от 0,2 % до 5 %. Учитывая маленькую обводненность, режим течения жидкой фазы «вода в нефти» имеет низкое влияние на режим работы скважины, однако высокое солесодержание заставляет перенести учет воды в кластер возмущающих воздействий, которые приводят к деградации НРХ УЭЦН.

На рисунке 5 представлена диаграмма режимов течения газожидкостной смеси, подстроенная под частный случай исследуемой скважины.

На протяжении всей длины возможны следующие режимы течения газожидкостной смеси:

1. Пробковый;
2. Дисперсно-пузырьковый.

На протяжении всей длины возможны режимы течения водонефтяной смеси:

1. Дисперсный;
2. Мелкодисперсный.

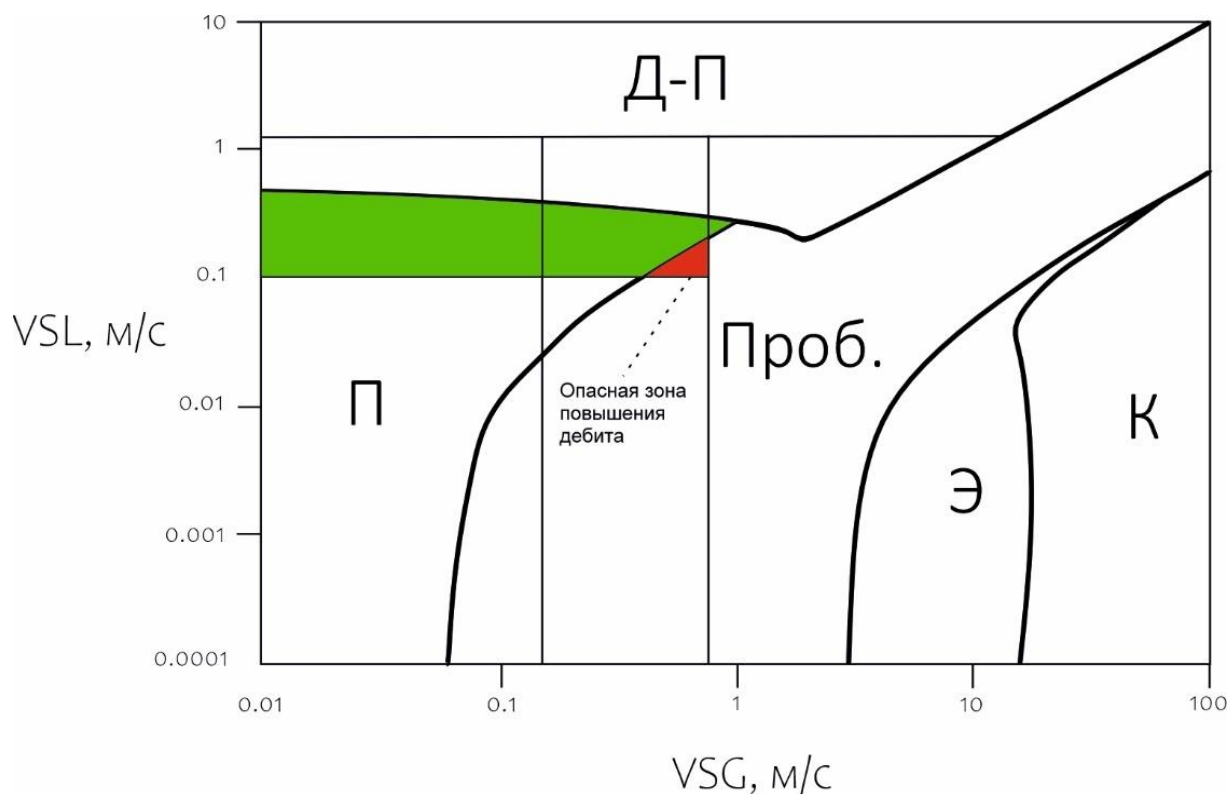


Рисунок 5 – Диаграмма возможных режимов течения газожидкостной смеси (красным цветом обозначена опасная расчетная зона для 60ЭЦН5-79-2300)

Для точного определения режима течения в различных узлах скважины, необходимо определить изменение скорости фаз по всей длине.

С помощью модифицированной модели D. Sun рассчитываются скорости на входе в первую секцию насоса и на выходе из насоса. Данное решение принято для упрощения расчетов. Средний дебит газоводонефтяной смеси принят $93 \text{ м}^3/\text{сут}$, данные взяты из истории работы скважины. Результаты расчета скорости представлены на рисунке 6.

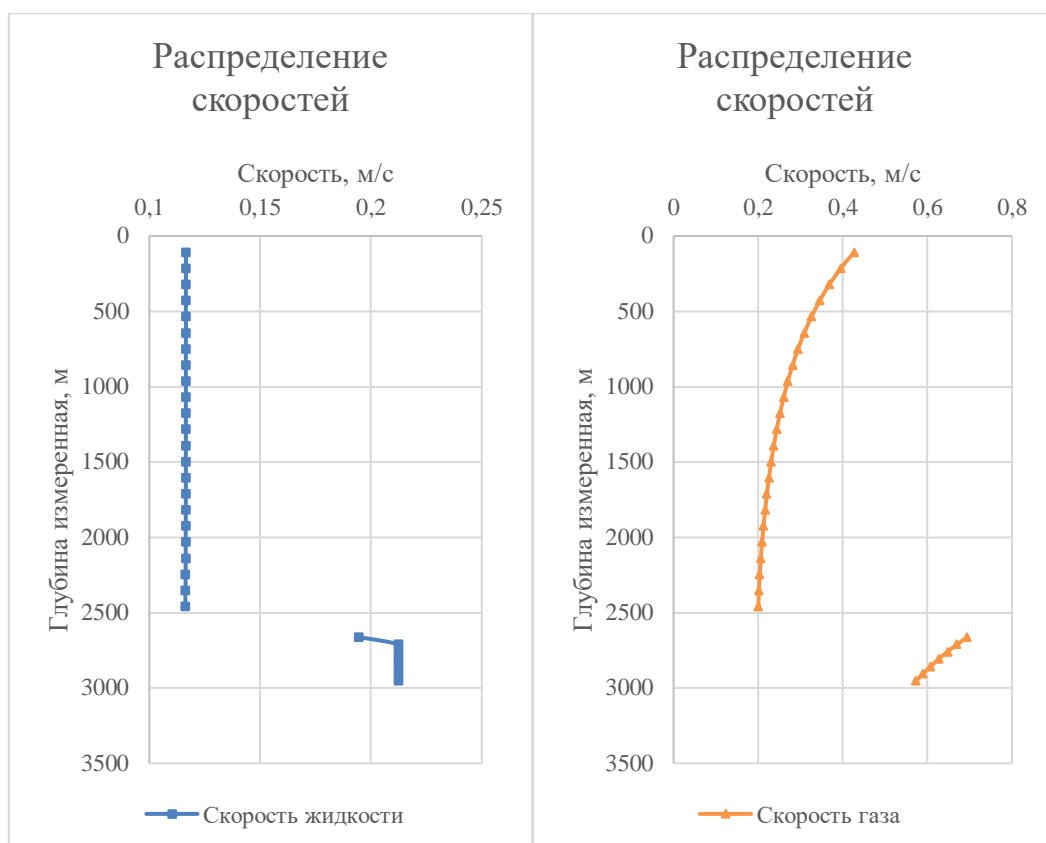


Рисунок 6 – Распределение скоростей газовой и жидкой фаз по длине скважины (расчет от забоя к устью, при постоянном дебите $93 \text{ м}^3/\text{сут}$)

При расчетах учтены изменения плотности по длине скважины, а также температурный градиент, рассчитанный по моделям А.М. Ansari, Н. Zhang и N. Zuber, «TUFP». По результатам расчета можно выделить следующие участки течения:

1. От забоя скважины до приемной щели – первый участок;
2. От приемной щели до входа в газосепаратор – второй участок;
3. От выхода газосепаратора до входа в ЭЦН – третий участок;
4. От выхода насоса до устьевого штуцера – четвертый участок.

На первом участке VSL соответствует примерно $0,21 \text{ м/с}$, VSG увеличивается от $0,59 \text{ м/с}$ до $0,64 \text{ м/с}$. Увеличение скорости газа может говорить о минимальном проскальзывании пузырьков газа, что важно учитывать при расчете PVT свойств по длине скважине. На первом участке преобладает пузырьковый режим течения.

На втором участке в переходной зоне щели происходит явление естественной сепарации. Расчет естественной сепарации – процесс сложный и

трудоемкий, который представлен в следующей главе. VSL соответствует значению 0,194 м/с, резкое падение обусловлено изменению диаметра трубы от 168 мм до 73 мм и явлением естественной сепарации. VSG соответствует значению 0,69 м/с, пиковое значение говорит об эффективности процесса естественной сепарации. На втором участке преобладает пузырьковый режим течения.

Третий участок характерен понижением газосодержания в смеси, а значит увеличением плотности и снижением скорости. На третьем участке преобладает дисперсно-пузырьковый режим течения. Скорости стремятся к границе перехода от пузырькового режима к пробковому. На данном участке необходимо поддерживать именно этот режим, а увеличение дебита до верхней границы может привести к возникновению пробкового режима течения газожидкостной смеси, что приведет к возможному срыву подачи, либо к серьезной деградации напорно-расходных характеристик ЭЦН. Режим течения на третьем участке напрямую влияет на интенсивность выпадения АСПО в трубах.

Четвертый участок влияет на возникновение возмущающих воздействий, а именно на температурный градиент. VSL незначительно увеличивается от 0,16 м/с до 0,2 м/с. VSG интенсивно увеличивается от 0,2 м/с до 0,4 м/с. Интенсивность увеличения скорости газа и неизменность скорости жидкости говорит о присутствии эффекта проскальзывания пузырьков газа, влияние имеет исключительный характер.

По длине скважины поддерживается пузырьковый режим течения газожидкостной смеси при дебите 93 м³/сут. Для водонефтяной смеси принят мелкодисперсный режим течения воды в нефти, который не вносит значительной погрешности в результаты расчетов.

Для исследуемой скважины уместно применение следующих моделей:

1. Модифицированная модель А.М. Ansari (J.G. Flores, М.Г. Волков);
2. Модель Е.Ф. Caetano;

3. Двухжидкостная гидродинамическая модель течения газонасыщенной жидкости в вертикальном стволе скважины «Two-Phase Flow Model» J. A. Boure;

4. Модификация новой модели R. Marquez;

5. Модель «drift-flux», A.M. Ansari;

6. D. Sun «TUALP», В.П. Максимова, И.Т. Мищенко, Л.С. Каплан, А.Н. Колмагоров, J. Costes и J.P. Couderc, E.R. Davies, M. Murakami и K. Minemura, R. Beltur, K. Pflleiderer;

7. A.R. Hasan и C.S. Kabir, A.M. Ansari, Ш.К. Гиматудинов и И.Т. Мищенко.

3.3 Определение изменения коэффициента естественной сепарации в условиях стационарного потока

Для определения тенденции изменения коэффициента естественной сепарации для данной скважины используются две модели:

1. Упрощенная промысловая модель;

2. Механистическая модель Маркеса;

Так как в рассматриваемом участке преобладает пузырьковый режим течения, необходимо для начала оценить диаметр пузырьков газа в зоне приемной щели.

Оценка диаметра пузырьков газа представлена на рисунке 7.

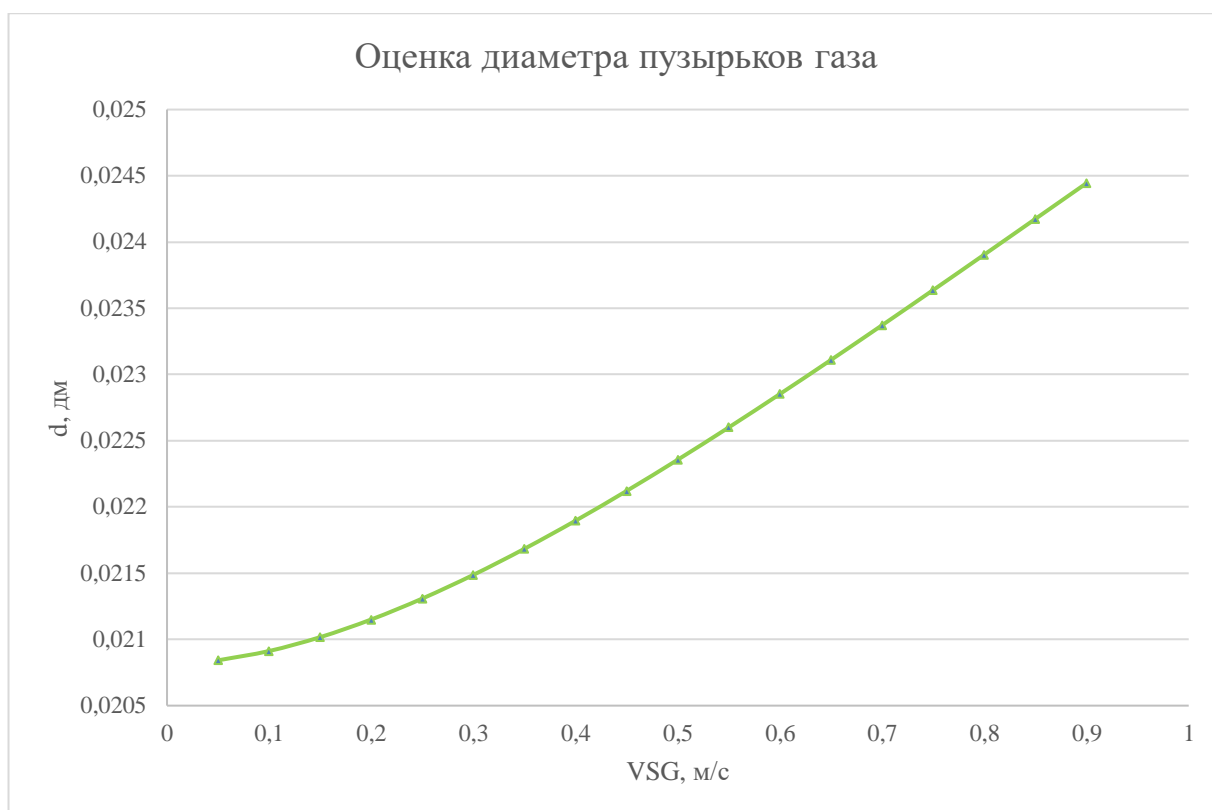


Рисунок 7 – Оценка диаметра пузырьков газа в зависимости от скорости газа

Диаметр пузырьков газа изменяется по глубине скважины в зависимости от изменения скорости газовой фазы. В газожидкостном потоке диаметр пузырьков газа варьируется от 2 мм до 2,5 мм. При повышении дебита до верхней границы НРХ есть риск возникновения пробкового режима течения газожидкостной смеси, что в свою очередь приводит к срыву подачи.

Таким образом, диаметр в необходимом нам для расчетов интервале, а именно в зоне приёмной щели, известен.

В качестве исходных данных для вычисления коэффициента естественной сепарации скважины используются геометрические параметры скважины, основные параметры флюида скважины, рассчитанные на основе лабораторных исследований, а также дополнительные параметры выведенные из истории работы скважины в заданный период времени.

Согласно положениям механистической модели Маркеса для вычисления коэффициента естественной сепарации необходимо рассчитать траекторию движения пузырьков газа в направлении «эксплуатационная

колонна – полость приёмной щели». Для более точного результата, учитывается реверсивное движение флюида из затрубного пространства (+ 2 м от верхней границы приемного модуля). Данный эффект реверсивности характерен для повышенных дебитов. Газовая фаза выносимая из газосепаратора может частично попадать на прием установки, что приводит к деградации эффективности газосепаратора. В соответствии с представленной моделью Маркеса, а именно с её модификацией, рассчитаны траектории движения газа в зоне приемной щели и представлены на рисунке 8.

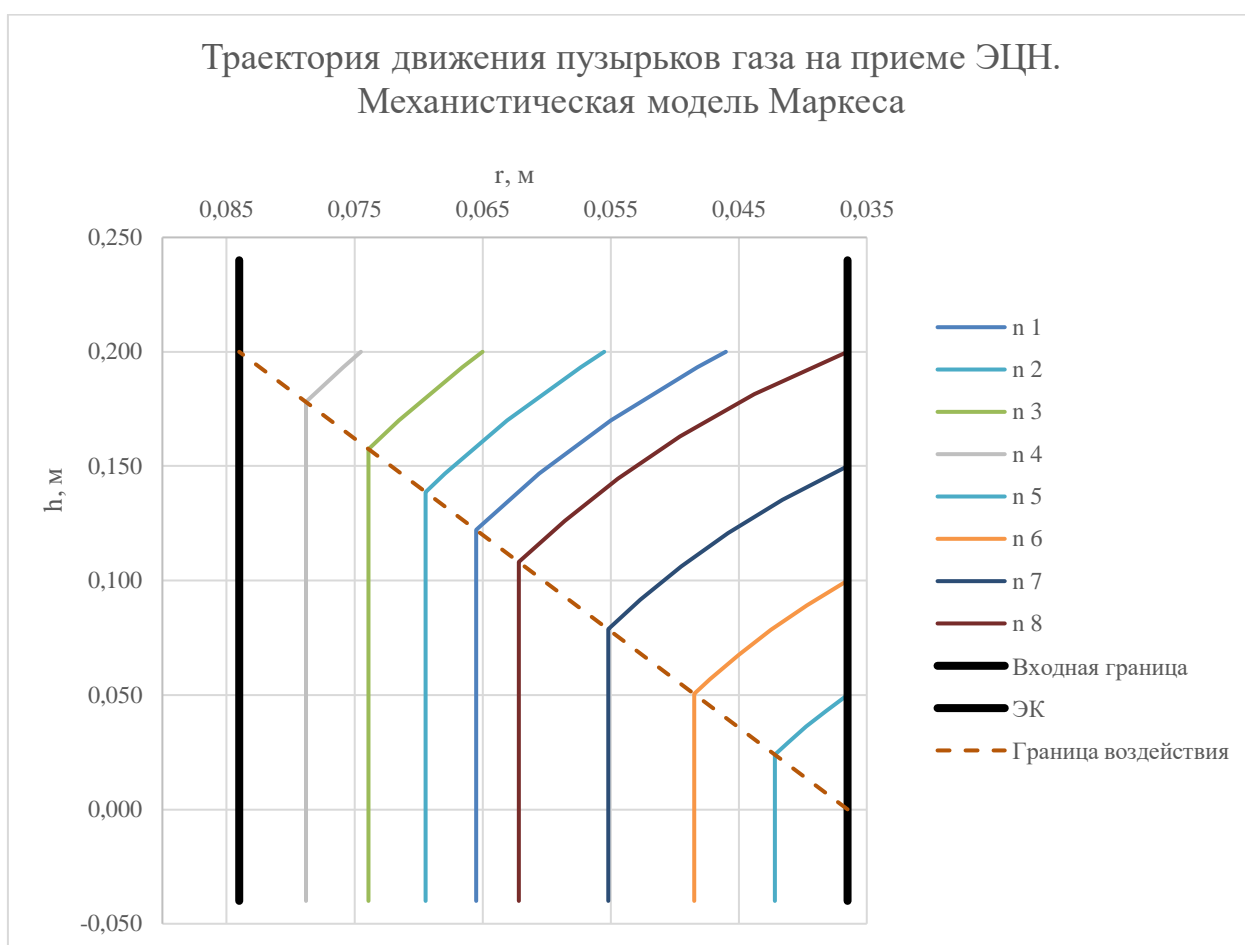


Рисунок 8 – Траектории движения газовой фазы, в исследуемой зоне

Модель Маркеса основана на механистическом подходе к расчёту траектории движения пузырька газа в затрубном пространстве до приёмной щели скважины. Метод заключается в просчете вертикальной и горизонтальной составляющей.

На основании рассчитанных скоростей V_{SL} и V_{SG} на первом целевом участке, можно предположить углы отклонения линий тока пузырьков газа и определить какой процент кольцевого пространства участвует в сепарации.

На графике представлены траектории движения газа для скважины, работающей при дебите $93 \text{ м}^3/\text{сут}$. По результатам расчёта траекторий можно сказать, что в процессе естественной сепарации задействовано 60% кольцевого пространства, другие 40% не задействованы в процессе, а газ, проходящий мимо приемной щели, поступает в затрубное пространство. Эффект реверсивной сепарации в данном случае настолько мал, что его можно не учитывать в дальнейших расчётах.

Рассмотрим сравнение методов Маркеса, упрощённую и механистическую модели. Известно, что упрощённая модель выдаёт некорректные показания при пузырьковом режиме течения газожидкостной смеси, так как она не предусматривает ни режим течения, ни траектории движения пузырьков газа. На рисунке 9 представлено сравнение результатов расчета коэффициента естественной сепарации по обеим моделям, в зависимости от изменения дебита скважины.

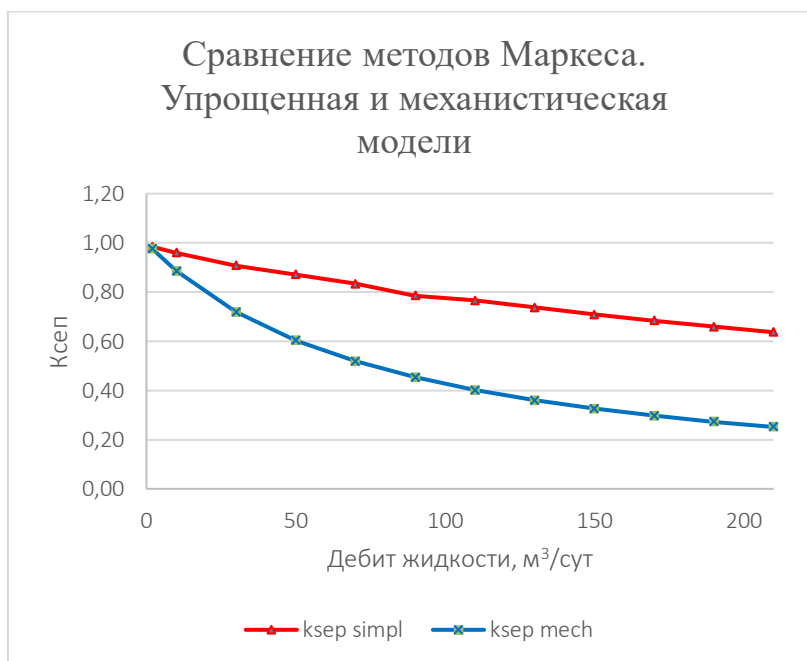


Рисунок 9 – Сравнение методов Маркеса. Упрощенная и механистическая модели

Коэффициенты сепарации значительно разнятся при увеличении дебита. В качестве проверочного фактора, рассчитывается конечный дебит скважины. По упрощенной модели дебит составил $138 \text{ м}^3/\text{сут}$, когда по упрощенной модели дебит составил $98 \text{ м}^3/\text{сут}$. Погрешность при этом в первом случае – $48,3\%$, во втором – 5% .

В дальнейших исследованиях рекомендуется использовать модифицированную механистическую модель Маркеса.

Расчет изменения общего коэффициента сепарации скважины в условиях стационарного потока.

Коэффициент сепарации скважины составляется из коэффициента естественной сепарации и коэффициента сепарации газосепаратора.

Для корректного определения истинного газосодержания на приёме УЭЦН необходимо рассчитать общий коэффициент сепарации. В компоновке исследуемой скважины X месторождения X используется газосепаратор ГДН5-25. Данный газосепаратор не отличается определёнными особенностями и является стандартным гидродинамическим сепаратором. Длина сепаратора составляет $1,2 \text{ м}$. Физико-химические свойства флюида, геометрические данные по скважине являются постоянными. Естественная сепарация при 60% эффективного использования кольцевого пространства и $93,3 \text{ м}^3/\text{сут}$ равна $0,21$. Следовательно, на приёме газосепаратора доля газа в газожидкостной смеси составляет 88% от первоначального газосодержания.

Коэффициент сепарации газосепаратора рассчитан по упрощенной промышленной модели и равен $0,32$ для дебита $93,3 \text{ м}^3/\text{сут}$ равна.

На рисунке 10 представлена разница эффекта естественной сепарации при идеальных условиях и в условиях приближенных к реальным.

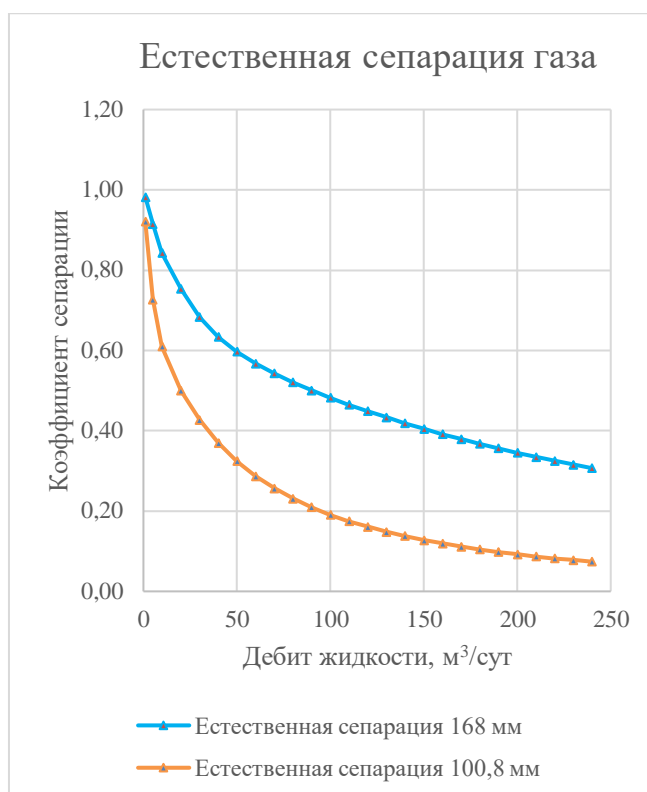


Рисунок 10 – Сопоставления коэффициента естественной сепарации приближенного к реальным условиям и к идеальным (при 60% эффективности кольцевого пространства и при 100%)

Проанализировав график понятно, что коэффициент естественной сепарации значительно падает при уменьшении эффективного диаметра кольцевого пространства на приеме УЭЦН. Следовательно, при возмущающих воздействиях АСПО на НКТ, то есть при принудительном уменьшении дебита произойдет следующее:

1. Переход от пузырькового режима к пробковому;
2. Резкое снижение коэффициента сепарации.

Разница между полной сепарацией и реальной составляет около 30% при том, что данная цифра увеличивается с увеличением дебита, таким образом рекомендуется полагаться на данные расчёта траектории пузырьков газа и не учитывать весь диаметр кольцевого пространства, для обеспечения меньшей погрешности.

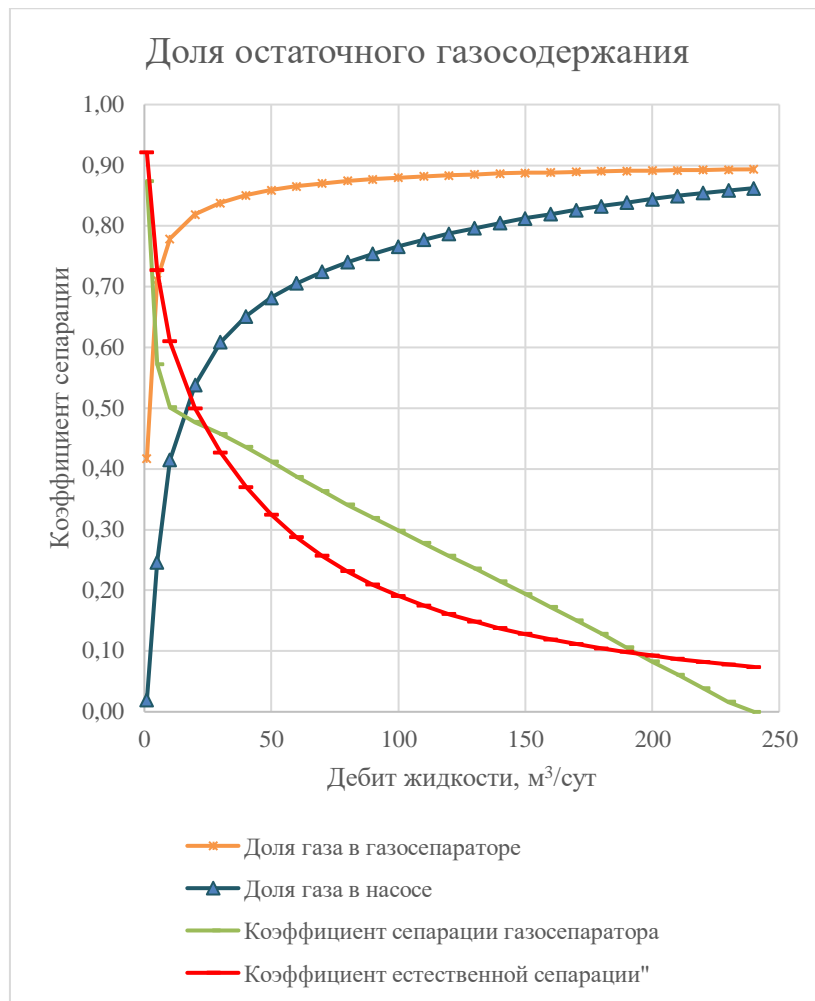


Рисунок 11 – Доля остаточного газосодержания на приеме газосепаратора и на приеме насоса в зависимости от дебита

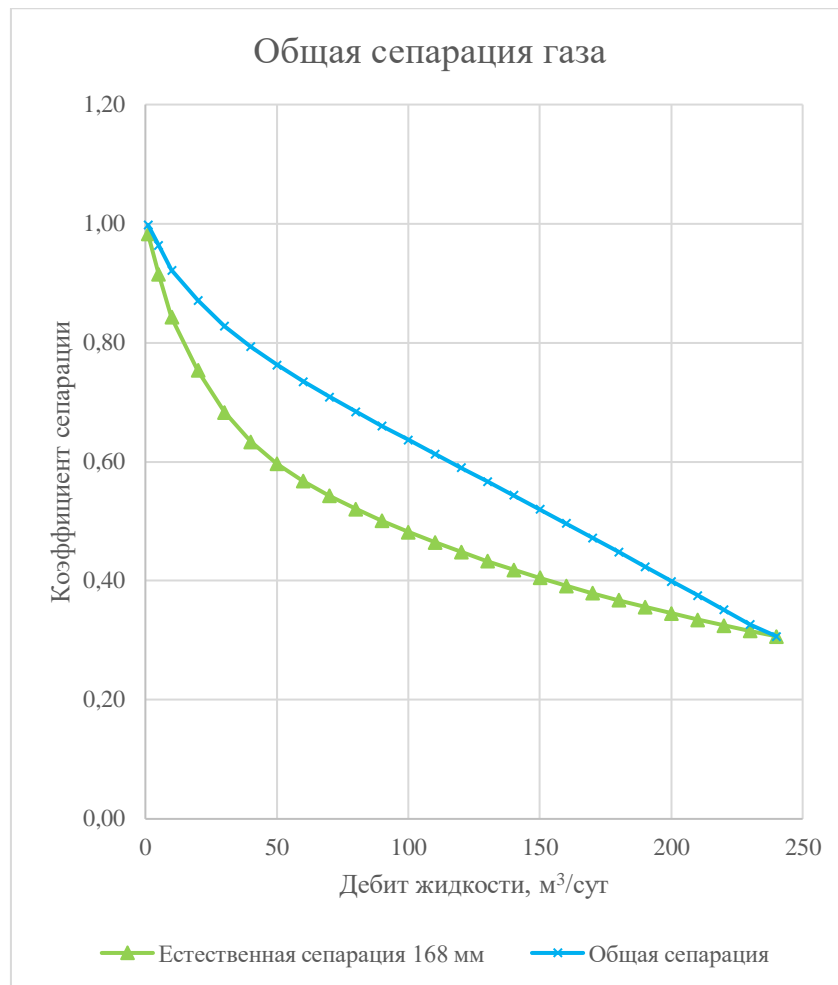


Рисунок 12 – Зависимость общей сепарации от дебита скважины

На рисунке 12 представлена зависимость общего коэффициента сепарации от изменения дебита жидкости в скважине. При повышении дебита общая сепарация и коэффициент естественной сепарации при полном кольцевом пространстве будут снижаться, это объясняется тем, что при увеличении дебита возрастают и скорости V_{SGi} , что приводит к изменению траектории захвата. Общая сепарация составляет 68%.

3.4 Моделирование изменения PVT свойств для флюида исследуемой скважины

В соответствии с режимом течения газожидкостной смеси, необходимо определить основные PVT свойства добываемого флюида.

Тенденции изменений, которые необходимо рассчитать для следующих параметров:

1. Вязкость;
2. Плотность;
3. Поверхностное межфазное натяжение между газом и водой и газом-нефтью;
4. Сжимаемость;
5. Газосодержание.

Все корреляции представлены в зависимости от давления, для дальнейшего сопоставления с фактическими показателями по скважине.

Давление насыщения для данной скважины составляет 21 атм.

По графику, представленному на рисунке 13, видно – основное изменение претерпевает вязкость нефти. Вязкость снижается от значения 0,7 сП до значения 0,2 сП. Снижение вязкости обуславливается насыщением нефти газом, до давления насыщения. От точки насыщения вязкость увеличивается до точки перегиба, после которой снижается. Вязкость газа с увеличением давления закономерно увеличивается.

Плотность нефти имеет аналогичный вид что и вязкость (рисунок 14). Плотность разгазированной нефти равна 744 кг/м³. До достижения точки насыщения газом плотность плавно падает. Плотность нефти, насыщенной газом, варьируется от 599 кг/м³ до 630 кг/м³, в то же время плотность газа увеличивается с увеличением давления от 0,9 кг/м³ до 268 кг/м³.

Поверхностное натяжение фаз нефть-газ и вода-газ снижаются с увеличением давления (рисунок 15). Данная корреляция говорит о возникновении пробкового режима при увеличении давления на приеме УЭЦН свыше 80 атм.

Теплоёмкость воды и нефти остаётся неизменным с увеличением давления.

Представленные корреляции рассчитаны в соответствии с исходными данными скважины X месторождения X, для флюида добываемого из этой скважины и не противоречат общепринятым законам.

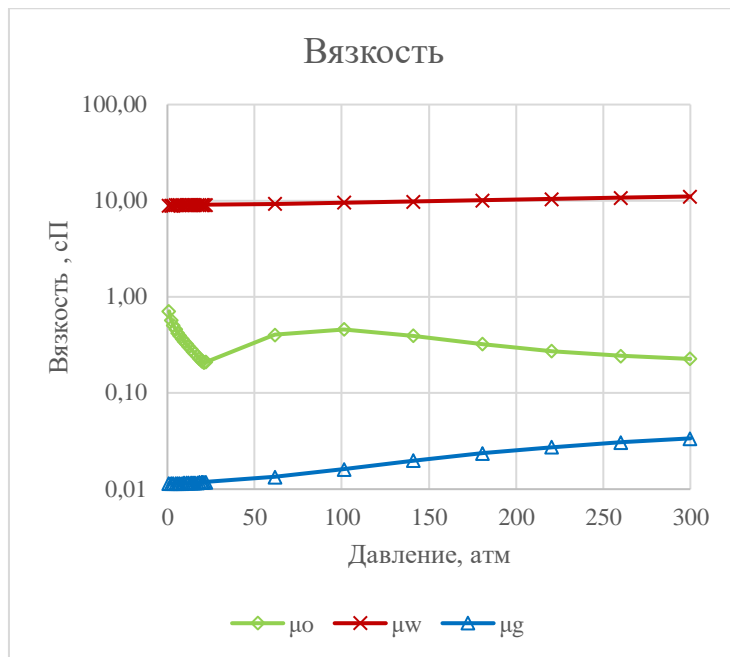


Рисунок 13 – Закономерность изменения вязкости исследуемого флюида в зависимости от давления

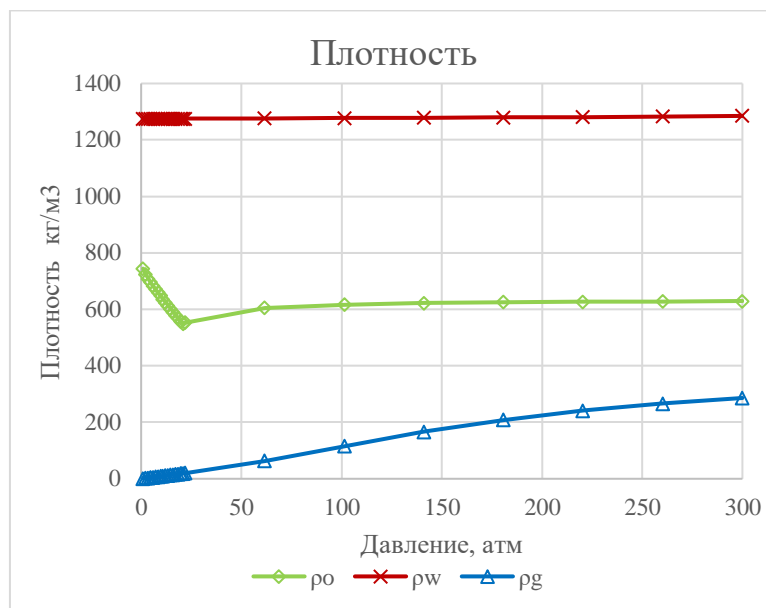


Рисунок 14 – Закономерность изменения плотности исследуемого флюида в зависимости от давления

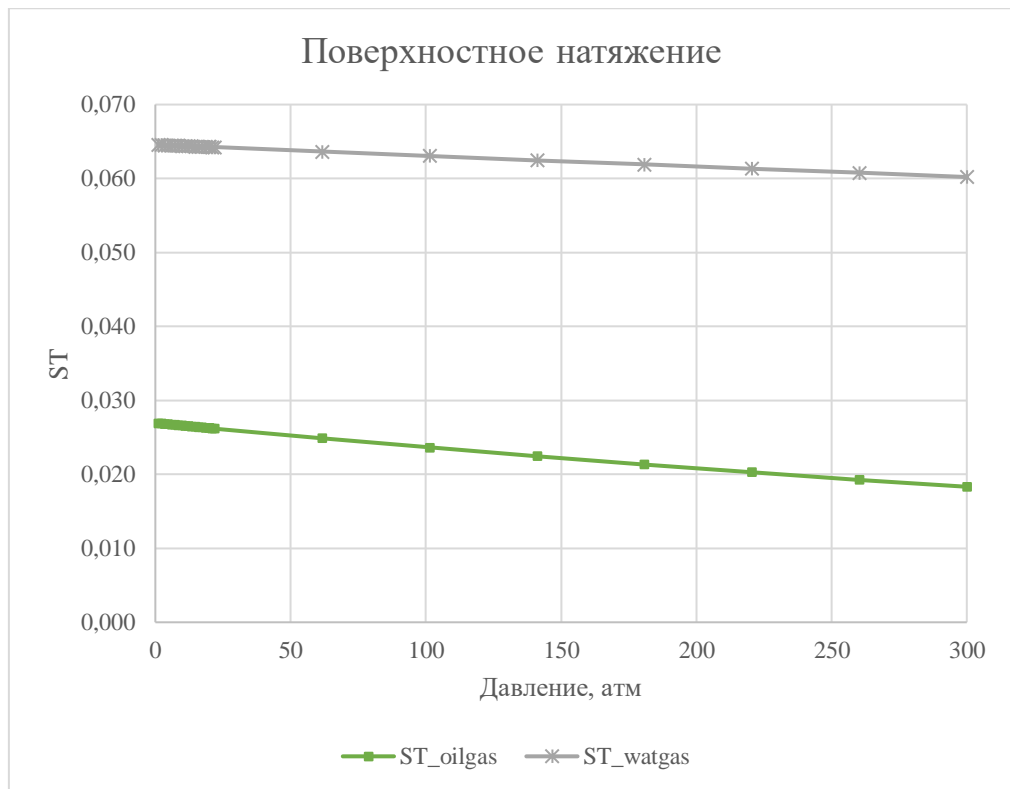


Рисунок 15 – Закономерность изменения вязкости исследуемого флюида в зависимости от давления

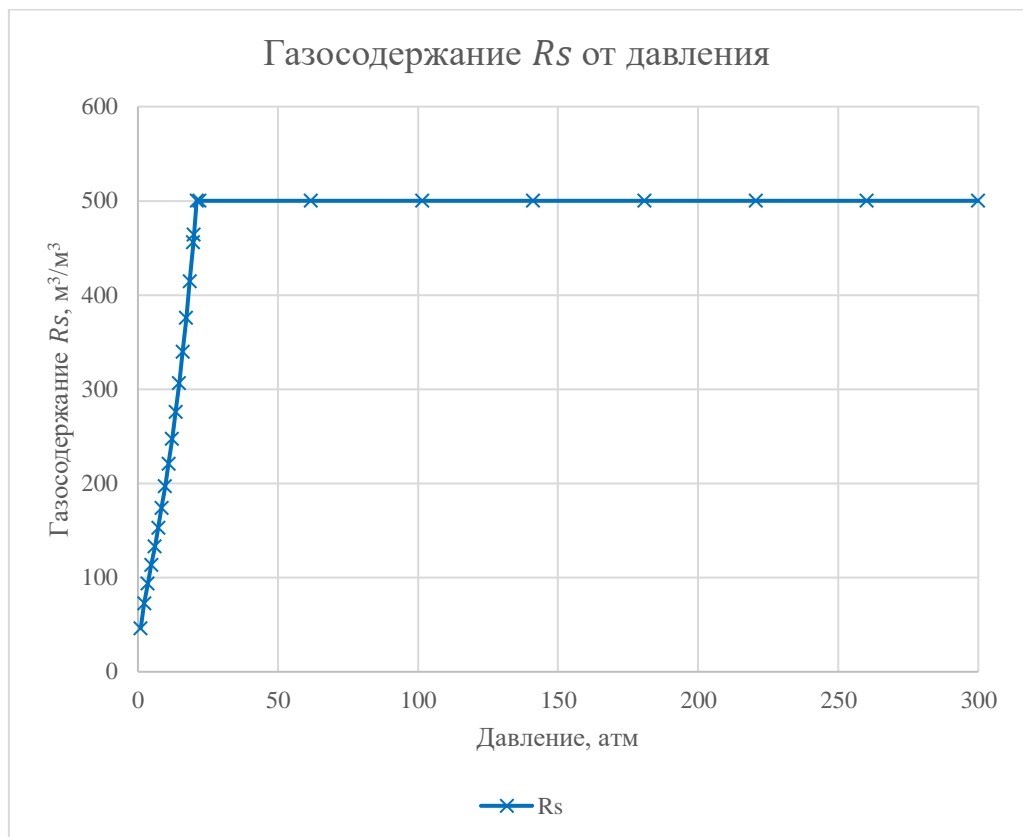


Рисунок 16 – Закономерность изменения газосодержания исследуемого флюида в зависимости от давления

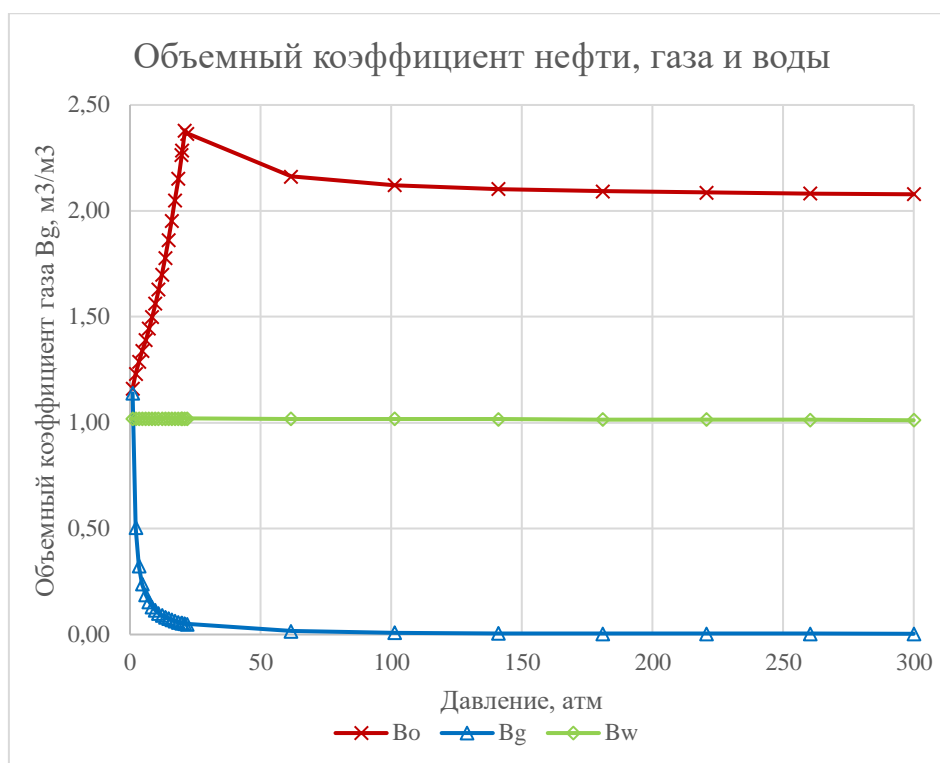


Рисунок 17 – Закономерность изменения газосодержания исследуемого флюида в зависимости от давления

Максимальное газосодержание составляет $500 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (рисунок 16). Газосодержание и объёмные коэффициенты нефти и газа возрастают до точки насыщения (рисунок 17). Объёмные коэффициенты принимают значения: для нефти от $2,36 \text{ м}^3/\text{м}^3$ до $2,09 \text{ м}^3/\text{м}^3$; для газа объёмный коэффициент стабилизируется на значении $0,006 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

3.5 Эталонные данные по стволу исследуемой скважины в стационарных условиях

3.5.1 Температурный градиент

Продольный градиент температуры газоводонефтяной смеси является одним из основополагающих факторов, опираясь на который можно предположить глубину выпадения АСПО.

Согласно лабораторным исследованиям целевого флюида критическая точка перенасыщения АСП отложениями находится на отметке $56 \text{ }^\circ\text{C}$. Если по длине скважины температура упадёт ниже отметки в $56 \text{ }^\circ\text{C}$, следует

предполагать, что на данной глубине происходит закупоривание продольного сечения насосно-компрессорных труб.

В ходе расчёта температурных изменений по стволу скважины учтены тепловые мощности при движении компонента в трубе в продольном направлении и тепловые мощности радиального отвода тепла от НКТ в затрубное пространство. В качестве допущения было принято, что резких изменений при движении жидкости по НКТ, в переходной зоне затрубного пространства, от зеркала жидкости до газовой фазы, резких изменений не наблюдается.

По результатам расчётов для многофазного пузырькового режима течения были определены значения температуры в зависимости от изменения глубины (рисунок 18), в расчетах использованы модельные значения изменения PVT свойств и изменения истинного газосодержания, в соответствии с вышеописанными результатами.

Переходный процесс радиальной теплопроводности описывались уравнениями A.R. Hasan и C.S. Kabir.

Забойная температура получена по результатам измерения термоманометрической системы. Температура составляет 59 °С. Температура входа УЭЦН составляет тоже 59 °С. Учитывая все принятые допущения, на выходе из УЭЦН температура составляет 69 °С. К устью скважины температура плавно снижается. В интервале от 2500 м до 2000 м температурный градиент высокий. Снижение температуры по выходу обуславливается наличием жидкости в затрубном пространстве на динамическом уровне примерно 2000 м. Температура снижается от значения 58 °С до устьевого значения – 52 °С.

В интервале от 1709 м до 1282 м предполагается увеличенная концентрация АСП отложений, так как на данном участке температура ниже критической точки насыщения.

При переходе от одного значения диаметра штуцера к другому, температура будет также изменяться: в худшую сторону при уменьшении

диаметра штуцера; в лучшую – при увеличении. Диаметр штуцера варьируется от 18 мм до 8 мм.

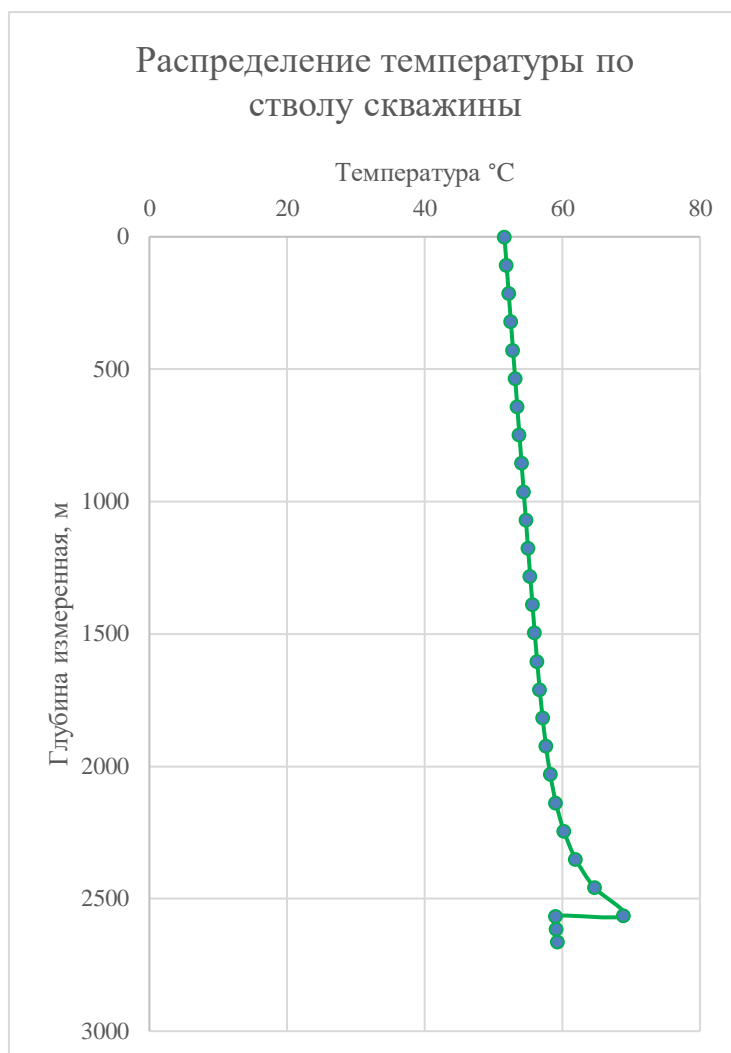


Рисунок 17 – Смоделированная система изменения температуры по стволу скважины

3.5.2 Распределение давления

На основании результатов расчета предыдущей главы рекомендуется использовать математическую модель «drift flux» и модель D. Sun. УЭЦН5 79-2400 имеет 394 ступени. Глубина скважины составляет 3500 м. Нижняя граница ЭЦН находится на отметке 2564 м. PVT свойства получены на основе модели Маккейна, изменение истинного газосодержания на приеме ЭЦН – по модели Маркеса.

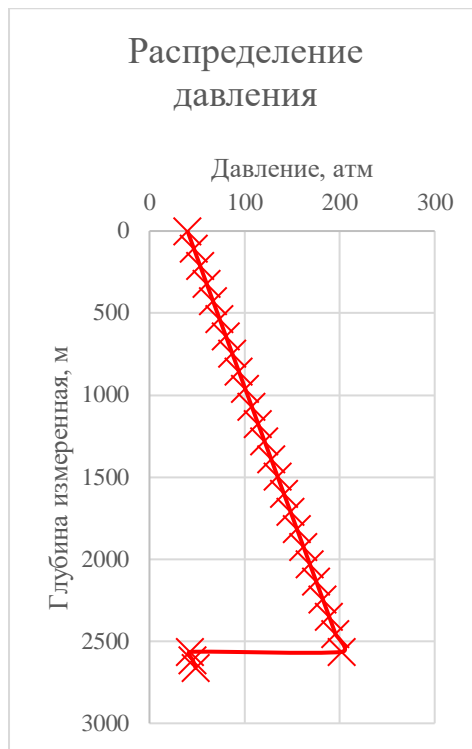


Рисунок 18 – Распределение давления для скважины УЭЦН, работающей на штуцере диаметром 18 мм

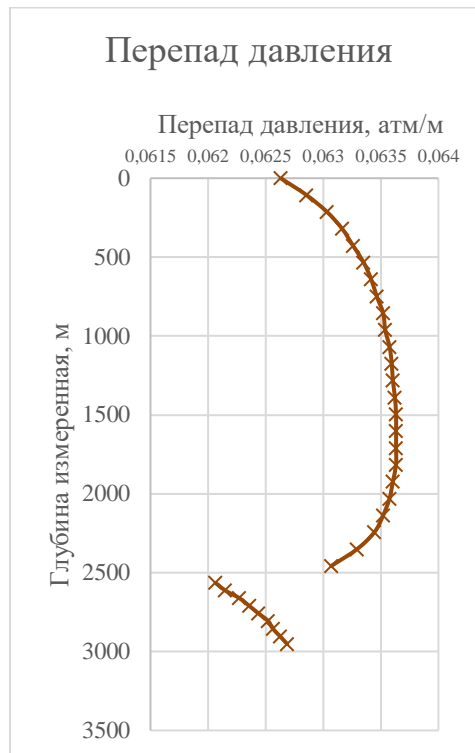


Рисунок 19 – Перепад давления для скважины УЭЦН, работающей на штуцере диаметром 18 мм

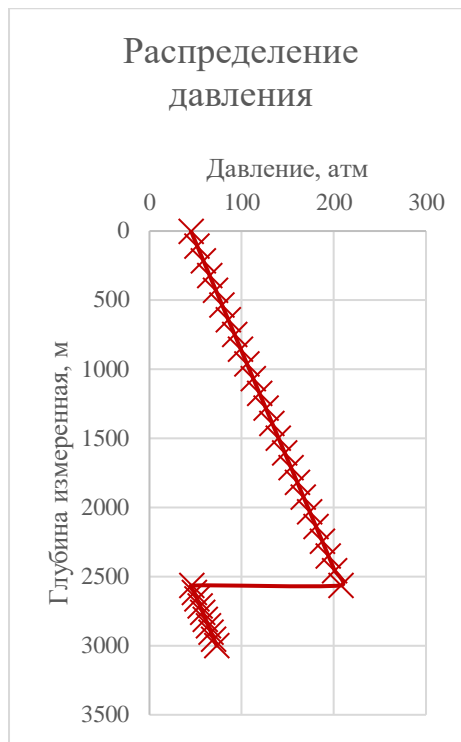


Рисунок 20 – Распределение давления для скважины УЭЦН, работающей на штуцере диаметром 12 мм

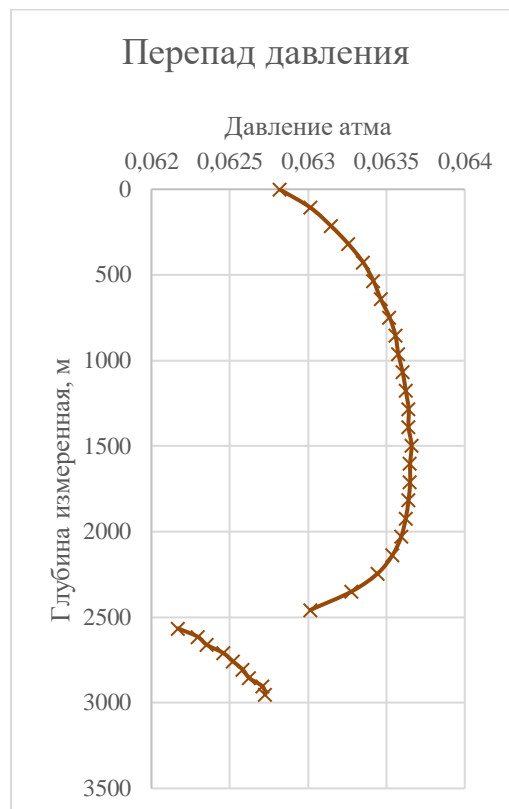


Рисунок 21 – Перепад давления для скважины УЭЦН, работающей на штуцере диаметром 12 мм

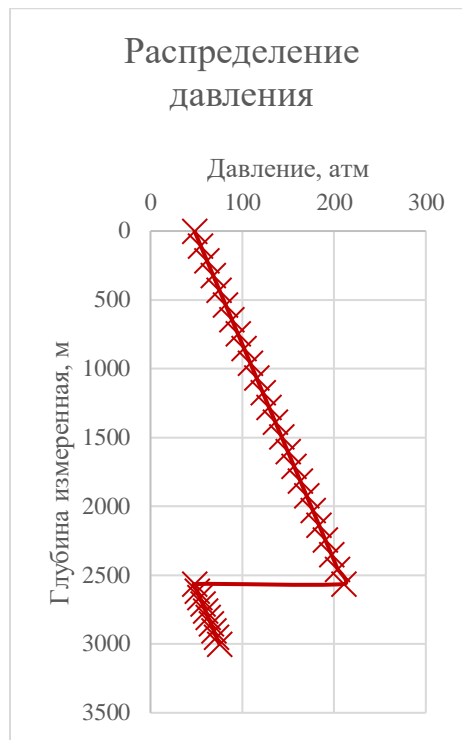


Рисунок 22 – Распределение давления для скважины УЭЦН, работающей на штуцере диаметром 10 мм

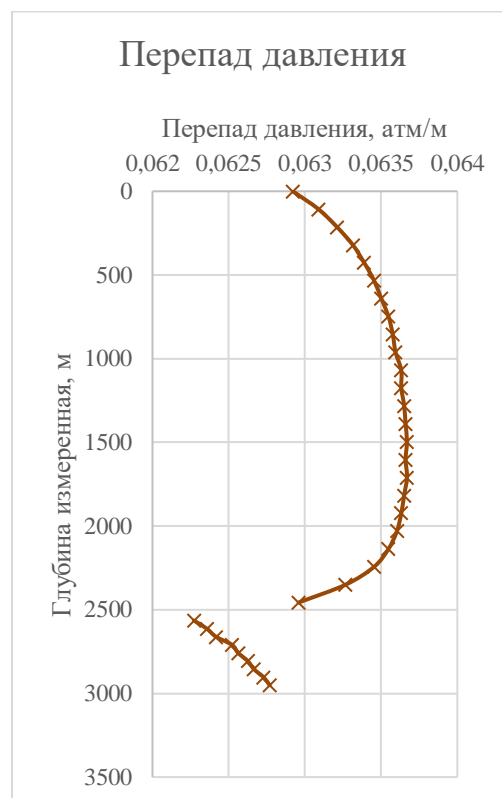


Рисунок 23 – Перепад давления для скважины УЭЦН, работающей на штуцере диаметром 10 мм

Распределение давления в скважине при разных диаметрах штуцера имеют различия. В модели по методу D.Sun и усовершенствованному методу

модели «drift flux» используется корреляция Маккейна при расчёте физико-химических свойств флюида.

Согласно исходным данным, пластовое давление составляет 110 атмосфер, коэффициент проницаемости составляет 0,7 мД, давление насыщения составляет 21 атмосферу.

Давление на приёме исследуемой скважины при штуцере 18 мм составляет 43 атмосферы, что выше давления насыщения. Данное значение соответствует давлению при истинном газосодержании. Давление, которое нагнетает ЭЦН на выходе составляет 203 атмосферы, данного давления достаточно, чтобы транспортировать жидкость до устья скважины. На устье скважины буферное давление фиксирует значение в 40 атмосфер. Критическая глубина выпадения АСПО 1497 м от забоя скважины, а динамический уровень составляет 2062 м от устья скважины. При этом дебит жидкости – 60 м³/сут. А дебит газа будет составлять – 11241 м³/сут. При поджатии штуцера до значения 12 мм динамический уровень от устья скважины падает до значения 2001 м, а критическая глубина от забоя растёт до 1517 м, при этом дебит жидкости падает на 5%, а дебит газа увеличивается на 11%. При поджатии штуцера до значения 10 мм динамический уровень составляет 1961 м, критическая глубина от забоя растёт до 1530 м, дебит жидкости падает на 7%, дебит газа увеличивается на 9%. При дальнейшем поджатии штуцера до 8 мм, динамический уровень падает до значения 1921 м, критическая глубина выпадения АСПО равняется 1544 м, дебит жидкости падает на 10%, дебит газа – на 16%.

Буферное давление равно 45 атм, 48 атм и 51 атм, соответственно.

При последовательном поджатии штуцера глубина выпадения АСПО растёт от забоя скважины к устью, это обуславливается изменением температурного градиента по стволу скважине за счёт изменения скоростей и присутствия проскальзывания.

Представленные корреляции наглядно показывают деградацию характеристик УЭЦН при приближении режима течения газожидкостного потока к границам пробкового режима.

Перепады давления представлены для более точного определения поведения флюида, при изменении устьевых параметров, а также подтверждают правильность расчета скоростей фаз V_{SG} , V_{SL} .

На основании рассчитанных перепадов давления и рассчитанных изменений скоростей по стволу скважины можно определить механистическую модель, которая позволит достоверно определять перепады и скорости для скважины без привлечения дополнительных моделей, а в перспективе – моментальное определение режимов течения трехфазной смеси.

В сравнении используются следующие модели:

1. Ansari;
2. Beggs, Brill;
3. TUFFP;
4. Hagedorn Brown;
5. Gray.

На рисунке 24 представлено сравнение перепадов давления по различным моделям в зависимости от изменения скорости жидкости. Проанализировав данный график можно сказать, что модель «Beggs, Brill» выдает большие погрешности, в данном случае для данной скважины не является рекомендуемой. Также не является рекомендуемой модель «Gray», так как значения не являются корректными и имеют огромную погрешность по сравнению с рассчитанными значениями на основе промысловых данных. Следующими на очереди к сравнению предлагаются две модели: модель «Ansari»; модель, рассчитанная специалистами из университета г. Талса (Оклахома, США), под названием «TUFFP». Погрешность модели «TUFFP» составляет 10%, для модели «Ansari» – 25-30%.

Результат – модель «TUFFP» рекомендуется использовать для рассматриваемых условий.

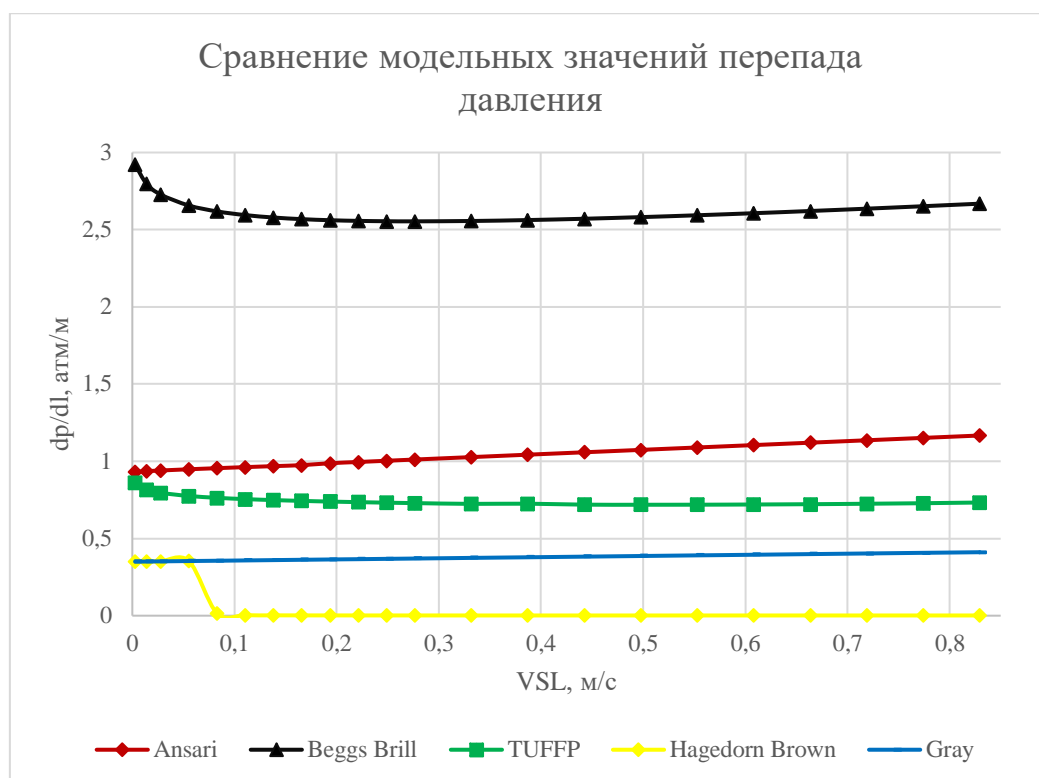


Рисунок 23 – Сравнение модельных значений перепада давления

3.6 Сопоставления результатов динамического расчета с промысловыми данными

Для определения правильности построенной модели необходимо применить ее по отношению к реальной скважине.

Рассматриваемая скважина, согласно данным, работает в период с 27.10.2012 по 6.07.2014. Из представленного периода выделен интервал работы, в котором наиболее четко просматриваются деградации установки. Интервал – с 20.01.2013 по 6.07.2014. В данный интервал включены периоды длительной работы ТКРС, вследствие аварийных остановок по ЗСП и ЗП, а также плановые работы. Длительность работ ТКРС – 3 месяца и 2 недели, в течение года.

Обводненность исследуемой скважины варьируется от 0,1% до 5%, газосодержание составляет $500 \text{ м}^3/\text{м}^3$ в забойных условиях, давление насыщения составляет 21 атмосферу, температура приёма составляет примерно $60 \text{ }^\circ\text{C}$, диаметр эксплуатационной колонны – 168 мм, диаметр НКТ – 73 мм, давление на границе зоны дренирования флюида – 129 атмосфер.

Каждая модель сама по себе, безусловно, прекрасно справляется с поставленными задачами по отдельности, однако, для того чтобы их применять в совокупности, необходимо привязать все данные к фазовым скоростям, то есть динамика определяется именно скоростными характеристиками газоводонефтяной смеси.

Результаты расчетов представлены в зависимости от времени в секундах. Рассматриваемый интервал имеет длительность 0-46224000 с.

Модель Маркеса для ЭЦН возможно применять в динамике, показывать работу скважины в определённый период времени с ее помощью можно, но принятые допущения не позволяют идентифицировать характер возмущающего воздействия, для этого необходимо подключать модели изменения физико-химических свойств флюида (Маккейн, динамические изменения), модель распределение давления по стволу скважины (TUALP, Ansari, Sun, Drift flux), модель изменения температурного градиента по стволу скважины (Хасан, Кабир), гидродинамическая модель течения флюида в призабойную зону (Дюпюи) и модель штуцера скважины. Какие-то модели имеют механистический характер, какие-то – эвристический.

В качестве первоначальных параметров рассматриваются: коэффициент естественной сепарации, при этом процент эффективного диаметра кольцевого пространства будет постоянно изменяться; общая сепарация газа и доля газа в насосе. Необходимо учитывать, что для рассматриваемой скважины возможно два проявления режима течения газа в газожидкостной смеси, первое проявление – это пузырьковый режим течения, второе проявление – пробковый режим течения. Обводненность, движение нефти относительно воды и воды относительно нефти в данной задаче не рассматриваются глобально, так как содержание воды колеблется в малых пределах.

На графике (рисунок 24) представлены результаты математического моделирования процесса сепарации газа на приёме установки. На основании этих данных будут проводиться дальнейшие расчёты. Общая сепарация газа

колеблется в пределах от 0,7 до 0,9, в периодах бесперебойной работы. В среднем за рассматриваемый период коэффициент общей сепарации равен 0,77. Дебит жидкости колеблется от 60 м³/сут до 80 м³/сут, можно предположить, что закономерности изменения естественной сепарации, представленные в предыдущей главе, являются достоверными. Коэффициент естественной сепарации колеблется в пределах от 0,5 до 0,7, а доля газа в насосе в среднем составляет 0,4-0,7 от истинного газосодержания на приеме газосепаратора.

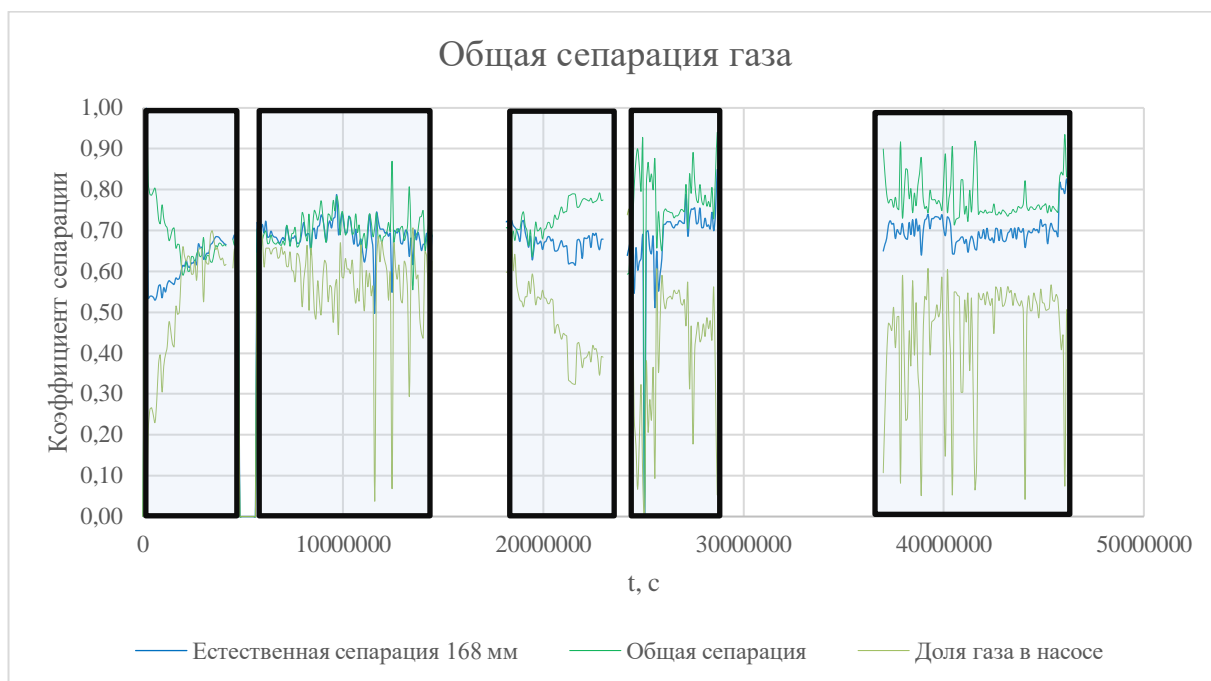


Рисунок 24 – Динамическая закономерность изменения коэффициента общей сепарации, коэффициента естественной сепарации и доли газа в насосе

В некоторых интервалах работы, при неизменном дебите, доля газа в насосе то уменьшалась, то увеличилась, это говорит о том, что в данных промежутках времени на отклонение реальных значений от модельных влияют возмущающие факторы. Для идентификации возмущающих факторов необходимо проанализировать результаты полной модели.

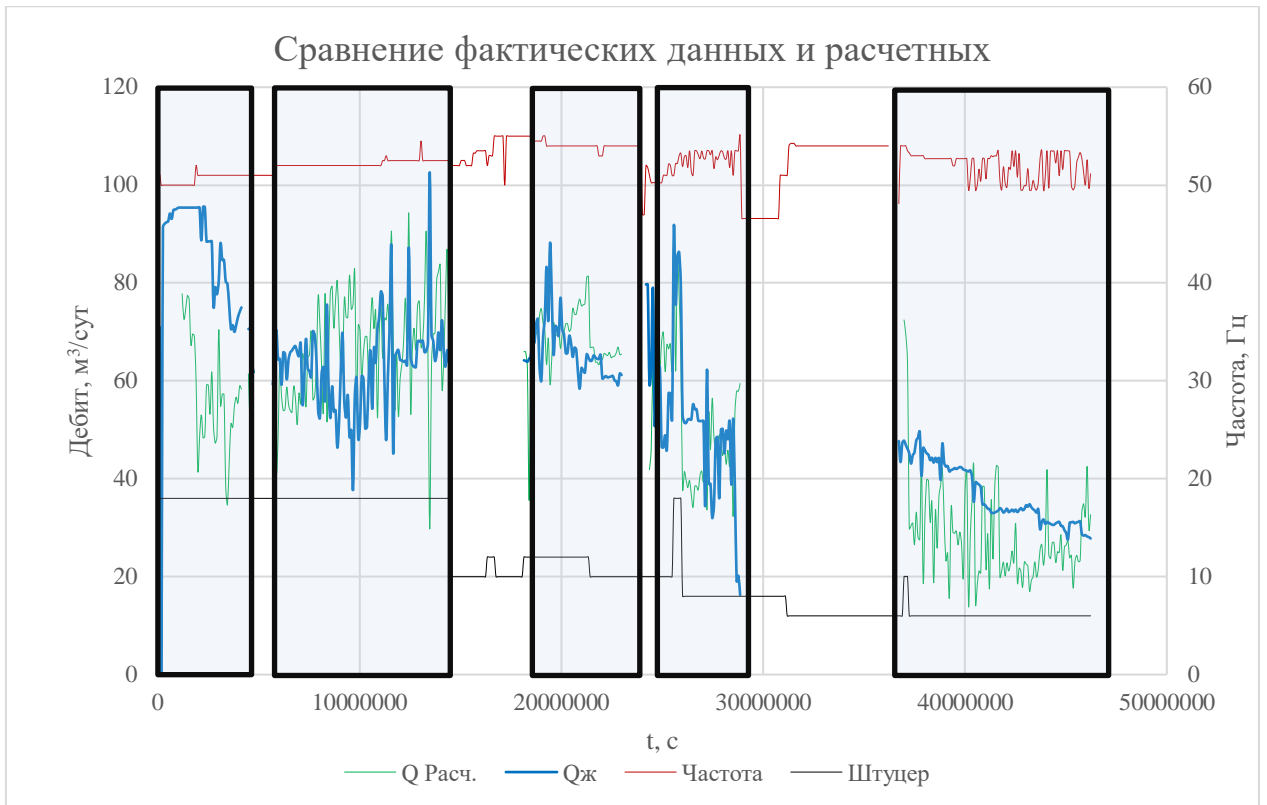


Рисунок 25 – Сравнение рассчитанных дебитов жидкости, по исследуемой модели, и фактических дебитов жидкости

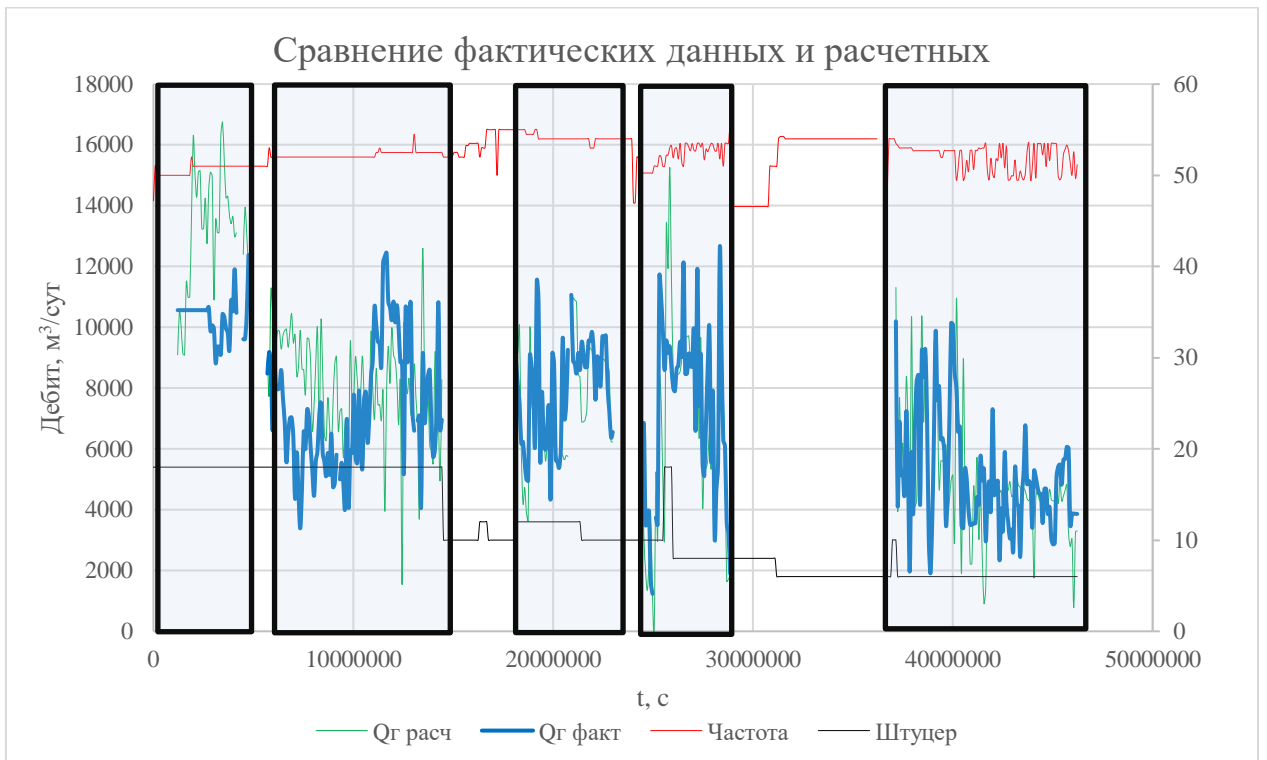


Рисунок 26 – Сравнение рассчитанных дебитов газа, по исследуемой модели, и фактических дебитов газа

Для удобства анализа на графиках выделяются пять промежутков времени (слева направо).

В начальный рассматриваемый промежуток времени согласно графикам на рисунке 25 видно, что дебит жидкости фактический намного больше, чем дебит расчетный, погрешность значительно увеличивается. На графике (рисунок 26) сравнения фактического дебита газа и расчетного, просматривается обратная закономерность – расчетный дебит газа больше фактического. Общий коэффициент сепарации газа в данном промежутке колеблется от значения 0,8 до значения 0,6, что является плохой тенденцией. При увеличении частоты вращения УЭЦН в установке возникает следующее: доля газа в насосе увеличивается, несмотря на то что коэффициент естественной сепарации тоже увеличивается, это значит только то, что установке не хватает напора для того, чтобы продавить столб жидкости в НКТ. То есть происходит постепенное перекрытие сечения НКТ выше критической точки.

Причина – выпадение АСПО в зоне, от критической точки насыщения до устья скважины. Основываясь на промысловые записи, в этот период механическая депарафинизация насосно-компрессорных труб не проводилась долгое время. При спуске скребка до глубины 500-800 м (в диаметре 52 мм) наблюдались осложнения, после проведения операции фактические значения не соответствуют модельным. Это говорит о том, что механическая депарафинизация не полностью устранила осложнение. Согласно модели университета Талса, критическая глубина образования АСПО равна 1497 метр от забоя, а время полного перекрытия $t_{\min} = 3,5$ сут, то есть обработка НКТ не является эффективной на глубине до 800 м от устья. Промысловой службой была выполнена операция горячей обработки скважины, что позволило вернуть дебит к модельным значениям.

Во второй рассматриваемый промежуток, а именно после выхода скважины на режим и проведения горячей обработки, на повышенной рабочей частоте и значении штуцера 18 мм, наблюдаются некоторые расхождения. Расчетный дебит газа несколько выше фактического. Деградация напорно-

расходных характеристик явно просматривается. Выпадение АСПО и перекрытие сечения НКТ исключено, так как:

1. Условие минимального времени перекрытия не выполняется;
2. Силами промысловой службы, согласно актам, была увеличена частота проведения операции механической обработки, а также глубина спуска увеличена до 1500 м от забоя скважины;

Причина деградации – эффект интенсивного проскальзывания газовой фазы относительно жидкой, то есть дебит жидкости резко снижается, а дебит газа увеличивается. Распределение давления по скважине соответствует модели Ansari.

Проанализировав распределение давлений и распределение скоростей по стволу скважины во втором промежутке можно сказать, что скорость увеличивается и приближается к границе переходного процесса от пузырькового режима течения к пробковому режиму течения, но перехода не происходит, соответственно, поэтому увеличивается выход газа. Данное явление влияет на НРХ спущенной установки в худшую сторону, при дальнейшем увлечении частоты работы, есть риск полного перехода от пузырькового режима к пробковому, что приведёт к полной загазованности ступеней УЭЦН, несмотря на эффективность газосепаратора, что и наблюдается на графике.

При увеличении частоты значительно растёт и погрешность. Однако, несмотря на то что перехода не произошло, ступени насоса частично уже загазовались, на графике этого не видно, так как модель насоса имеет некоторые упрощения. В данном случае принятая модель Маркеса, по вычислению коэффициента общей сепарации газа не рекомендуется к применению, согласно модели для пузырькового режима течения доля газа в насосе принимает некорректные значения. Рекомендуется на скоростях газа и жидкости, которые приближаются к границе переходного процесса, рассматривать пробковый режим течения по моделям Zhang и Shmidt, вместо

пузырькового. Следовательно рассмотренный промежуток необходимо дополнить параметрическими расчетами переходного процесса.

Третий и четвертый временные промежутки рассматриваемой скважины, показывает хорошие результаты, то есть в случае, когда скважина работала в режиме, регулярно проводились механические обработки полости НКТ, а также при поджатии штуцера до значения 12 мм, режим течения газожидкостной смеси отходит от переходной границы, а эффект проскальзывания исключается, тем самым модель в данных промежутках участков полностью подходит для проверки корректности работы УЭЦН. Общая сепарация равна 0,7-0,9, доля газа на приеме при этом снижается до хороших значений 0,4-0,6 от истинного газосодержания (рисунок 27). Деградации характеристик не наблюдается.

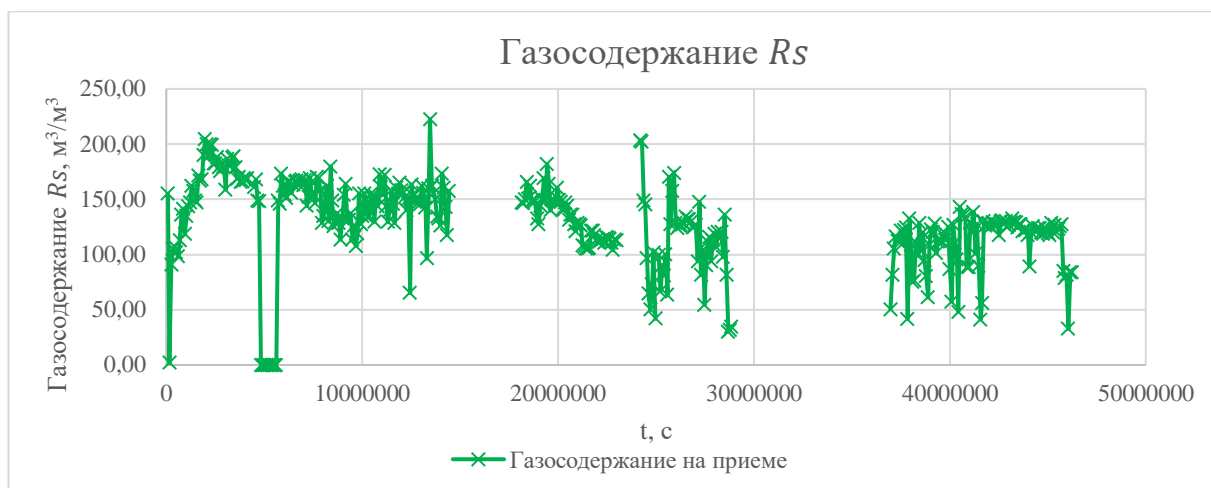


Рисунок 27 – Изменение истинного газосодержания на приеме ЭЦН

Четвертый временной промежуток является показательным и начинается после длительного простоя скважины, по причине выполнения плановых работ бригады ТКРС. При поднятии лифта НКТ, были обнаружены интенсивные отложения АСПО на глубине 1621 м от забоя, что на 8,32% отличается от значения, рассчитанного по предлагаемой модели для штуцера 6 мм (1517 м от забоя).

Фактическое давление на приёме фиксируемое термомонометрической системой полностью коррелирует с моделью «drift flux».

3.7 Динамическое изменение PVT свойств исследуемой скважины

В качестве механистического определения изменения физико-химических свойств, недостаточно обычной модели Маккейна, так как в отдельности она предусматривает изменения свойств в статике. Для того чтобы появилась возможность применения модели Маккейна в динамике, необходимо подключить кластер динамического изменения скоростей, в основе которого модель Маркеса, Волкова и Шмидта. Физико-химические свойства, а именно их изменения в течение всей работы скважины, следующие:

1. Газосодержание, а именно истинное газосодержание на приёме насоса;
2. Плотность, а именно тенденция изменения плотности газовой фазы и нефти;
3. Сжимаемость, а именно сжимаемость газа и нефти;
4. Объёмный коэффициент газа и нефти;
5. Теплоемкости газа и нефти, которые используются при расчете температурного градиента скважины;
6. Поверхностное натяжение, посредством которого косвенно можно определить правильность принятого режима течения газожидкостной смеси;
7. Вязкость на приёме насоса.

Плотность и вязкость полностью соответствует вышепредставленным моделям и коррелируют с выводами по четырем временным промежуткам (рисунок 28, 29).



Рисунок 28 – Закономерность изменения плотности исследуемого флюида в динамике

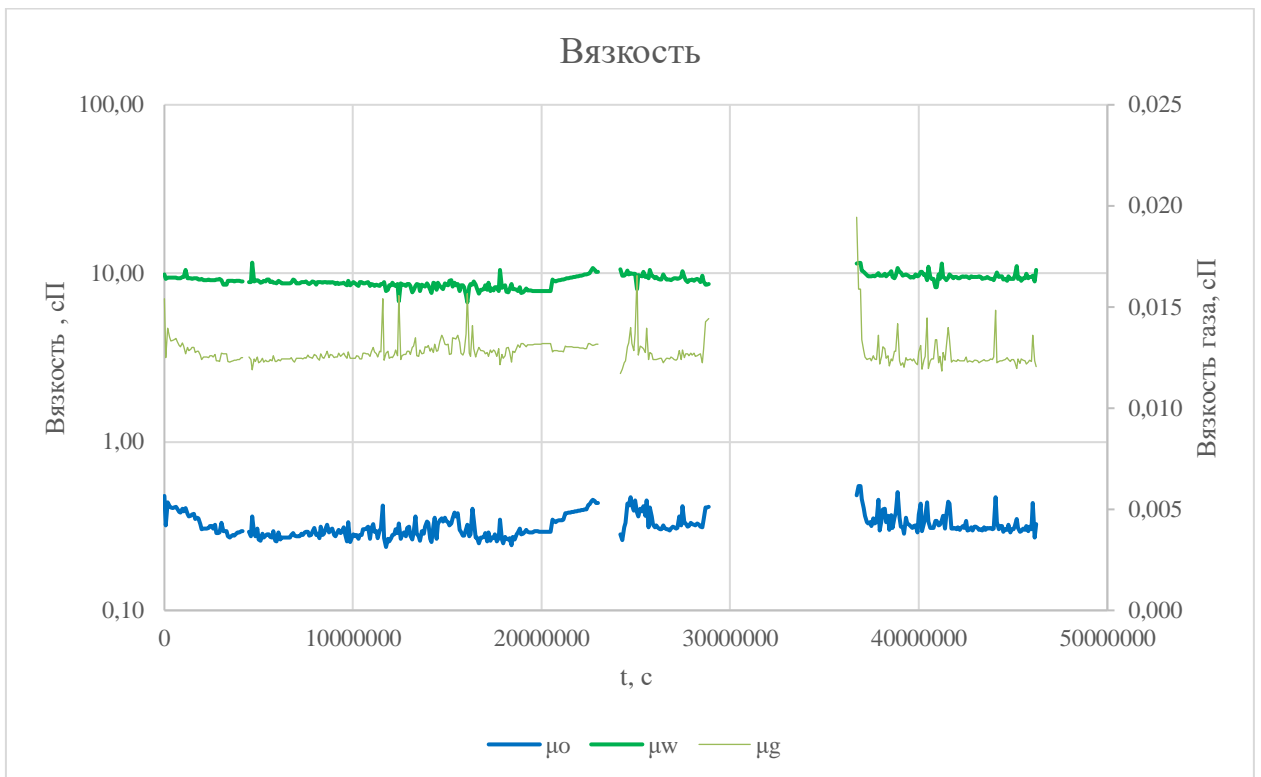


Рисунок 29 – Закономерность изменения вязкости исследуемого флюида в динамике

Так, например, плотность газа, с изменением частоты насоса и изменением диаметра штуцера, изменяется, что влияет на изменение траектории движения в зоне приема. Объемный коэффициент нефти и газа изменяются в зависимости от истинного содержания газа на приеме насоса (рисунок 30), что напрямую зависит от коэффициента естественной сепарации и эффективности газосепаратора в компоновке УЭЦН. При возникновении возмущающего воздействия, некоторые физико-химические свойства изменяются в худшую сторону уже на приеме насоса, тем самым, принимая положения модели D.Sun, можно сказать, что на рабочих ступенях могут образовываться устойчивые газовые каверны на лопастях импеллера рабочей ступени, снижая площадь эффективной зоны.

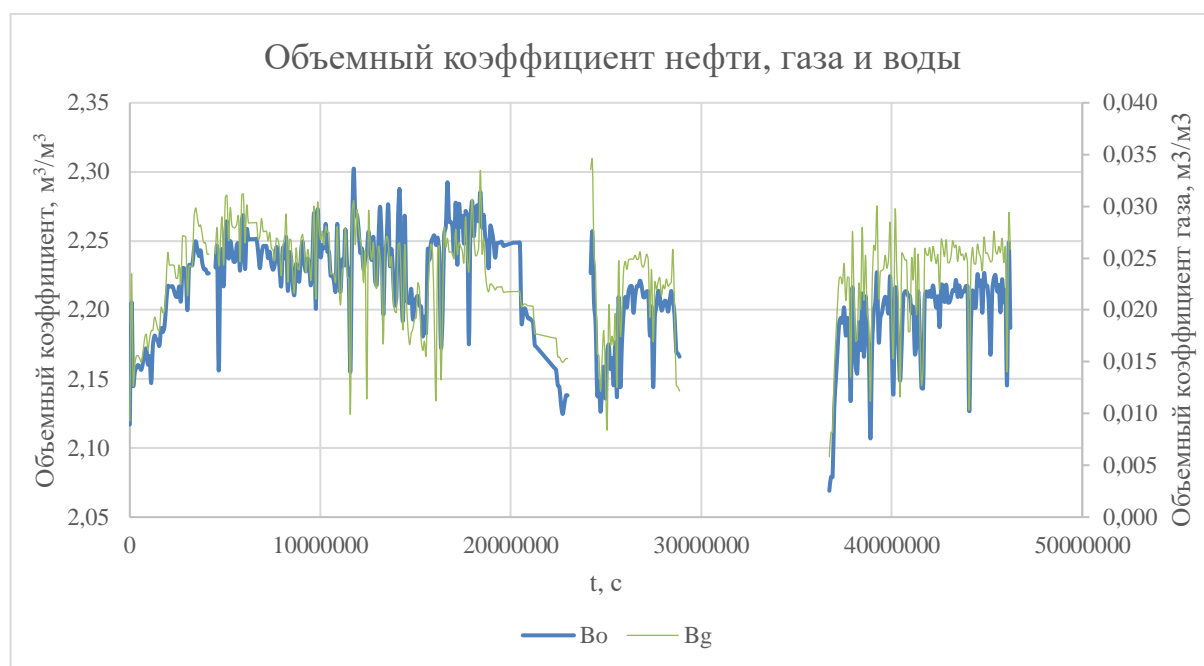


Рисунок 30 – Закономерность изменения объемного коэффициента нефти и газа в динамике

Анализируя поверхностное натяжение нефть-газ и газ-вода при переходном режиме (рисунок 31), а именно во втором временном участке, наблюдается тенденция снижения, что говорит об объединении пузырьков газа и постепенном увеличении диаметра. Рассматриваемая тенденция характеризует переходный процесс от пузырькового режима к пробковому

режиму течения, что приводит к тотальной деградации характеристик насоса и остановке его по ЗСП, следовательно и к экономическим потерям.

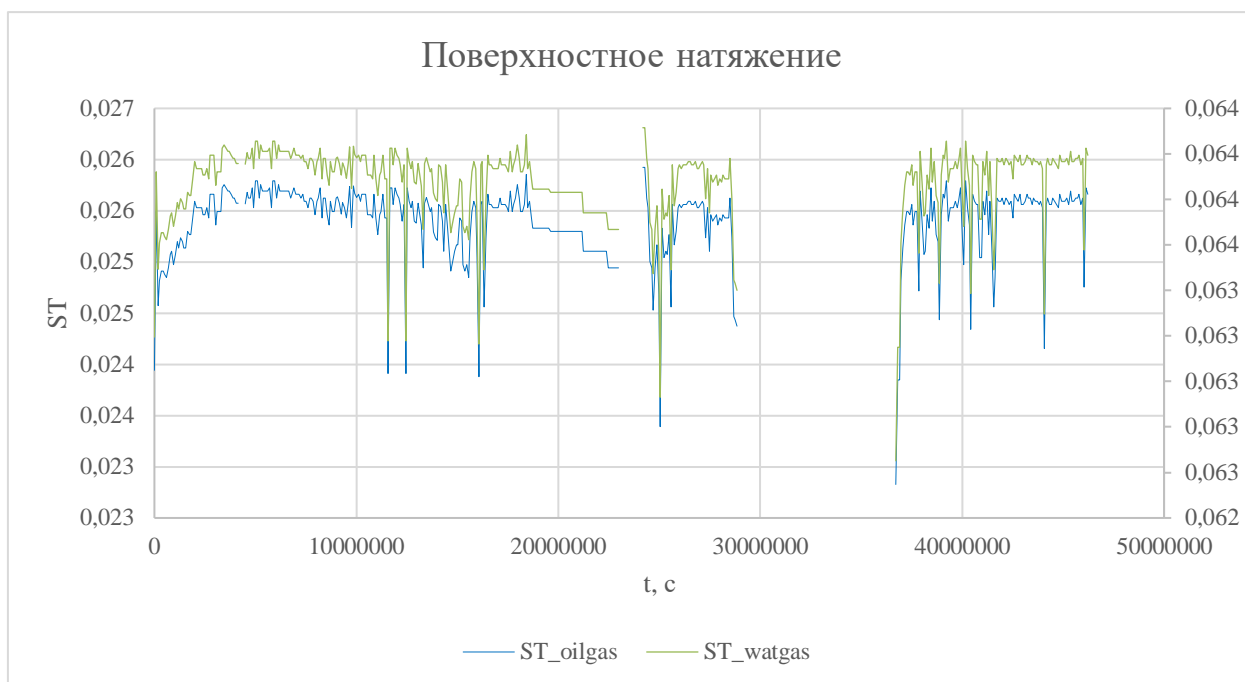


Рисунок 31 – Закономерность изменения поверхностного натяжения систем «нефть-газ», «вода-газ» в динамике

По результатам анализа физико-химических свойств добываемого флюида в сравнении с лабораторными исследованиями, можно сказать, что средняя погрешность рассматриваемой модели коррелируется в пределах от 5% до 12,3%.

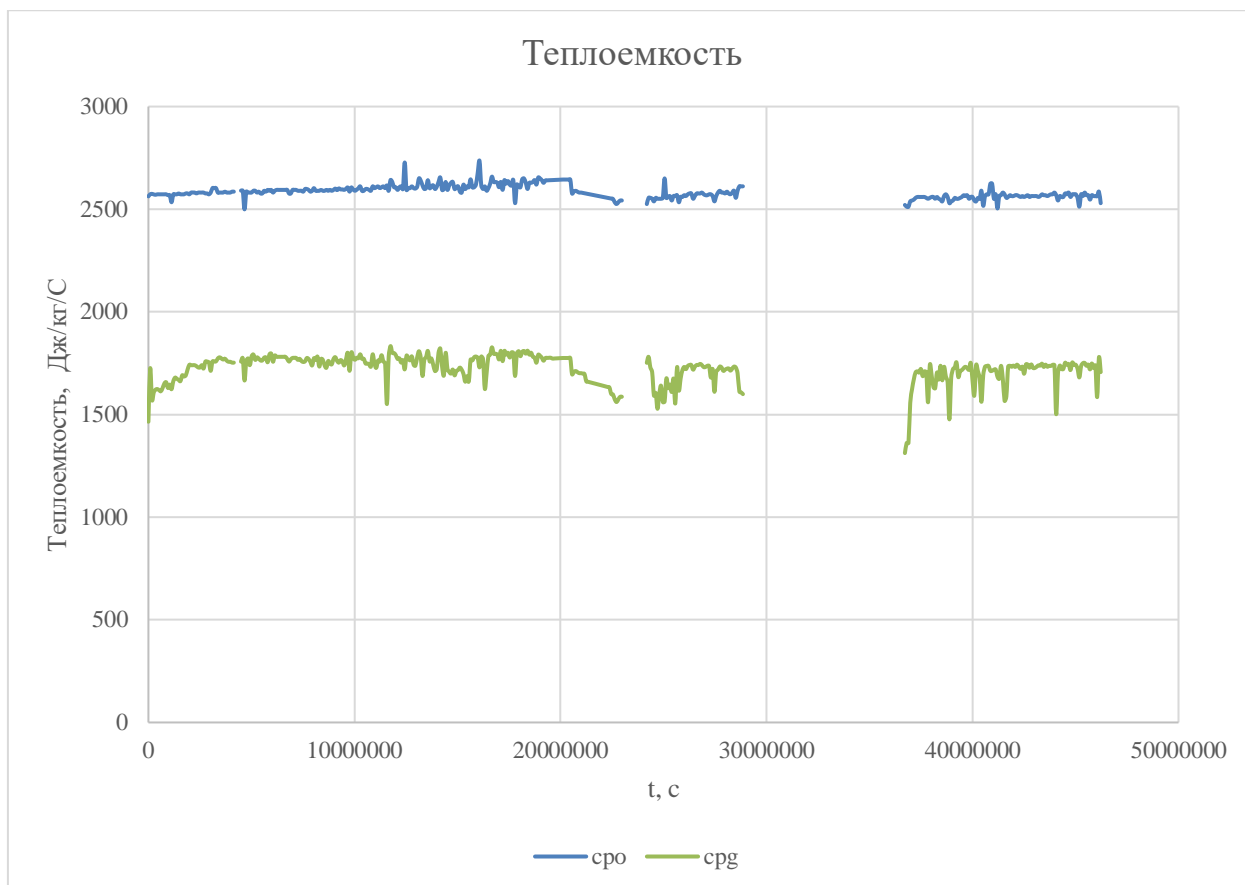


Рисунок 32 – Закономерность изменения теплоемкости в динамике

3.8 Выводы по результатам исследования

Прежде чем говорить о погрешности интегрированной модели для скважины X месторождения X (рисунки 33,34), необходимо дополнить исходные данные некоторыми допущениями:

1. Так как в данной модели рассматривается часть глобальной задачи, а именно – определение достоверности основной части моделирующего аппарата, предварительно закладывается погрешность в районе 10-15% к результатам расчета, на дополнительные возмущающие воздействия, такие как: содержание солей в водной фазе, человеческий фактор, допущение о невозможности движения газа от выхода газосепаратора в приемную щель под действием нисходящего потока жидкости из кольцевого пространства к приемной щели;
2. Призабойная зона и ФЕС пласта полностью изотропна.

Из вышесказанного предел погрешности рассматриваемой модели составляет 20%, все что свыше 20%, рассматривается как отклонение модели вследствие воздействия возмущающего фактора. На первом и втором временных участках погрешность находится в пределах от 20 до 40%, данное отклонение обусловлено, как уже было описано выше, в первом участке – перекрытием сечения НКТ АСПО, во втором участке – переходным режимом течения газожидкостной смеси. На третьем и четвертом участках модель показывает хорошие результаты, то есть погрешность определения дебита газа варьируется от нуля до принятого предела. Погрешность определения дебита жидкости, также имеет порог в 20%, однако так как в первом временном промежутке преобладает стороннее возмущающее воздействие, то погрешность выше порога, а уже во втором участке так как имеется интенсивное проскальзывание газа, что по своему характеру сказывается больше на определении дебита газа, чем жидкости, значения погрешности находятся по большей части в удовлетворительной зоне. Второй и третий временные промежутки имеют удовлетворительную оценку (погрешность от 0 до 20). В четвертом промежутке, соответственно, уже хороший результат так как 60% промежутка имеет погрешность от 0 до 10% – это отличный результат учитывая допущения.

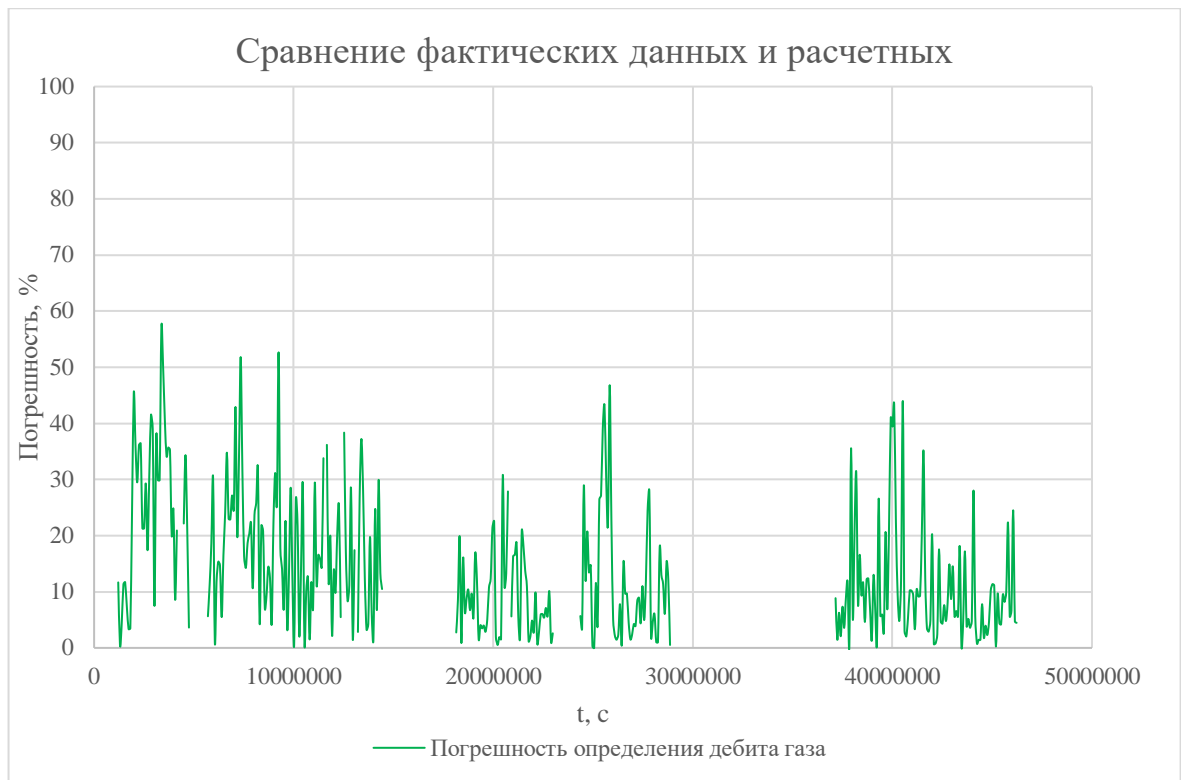


Рисунок 33 – Погрешность применения интегрированной модели к исследуемой скважине (дебит газа)



Рисунок 34 – Погрешность применения интегрированной модели к исследуемой скважине (дебит газа)

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ
И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2БМ15	Рахматуллин Руслан Равильевич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых ресурсов при выполнении работ по моделированию процесса эксплуатации скважины, оборудованной УЭЦН, на нефтяном месторождении.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	ГОСТ 32359-2013.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс Российской Федерации Ф3 №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Обоснование целесообразности проведения процесса моделирования совместно с блочнофакторным анализом на нефтяном месторождении «Х».
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Оценка и расчет эксплуатационных затрат при применении технологии совместно с блочнофакторным анализом.
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Расчет экономической эффективности применения предложенной технологии.

Перечень графического материала:

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	14.03.2023
---	------------

Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Цибульникова М. Р.	к.г.н		14.03.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Рахматуллин Руслан Равильевич		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Обоснование экономической эффективности проведения инновационного мероприятия

При успешной реализации предложенной методики прогнозирования режима работы скважины X, благодаря снижению возможных рисков (риск аварийной остановки, риск деградации напорно-расходных характеристик, риск выпадения АСПО и т.д.) был определен прирост среднесуточного дебита на 2,1 т/сут (наблюдается снижение значения с течением времени, за счет увеличения обводненности продукции).

Капитальные затраты на внедрение инструмента математического моделирования предполагают приобретение устройства специального вычислительного оборудования стоимостью 4400 тыс.руб. Норма амортизации при этом составляет 10 %.

Своевременный анализ процесса эксплуатации скважины привел бы к увеличению добычи нефти, которую можно определить по формуле:

$$\Delta Q = \Delta q \Delta T K_s N, \quad (178)$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут.;

T – время работы скважины в течение года, сут.

N – количество скважин с на которых проводится инновационное мероприятие, ед.

K_s – коэффициент эксплуатации скважин, ед.

Для определения дохода от дополнительной добычи нефти, после применения оптимизации, воспользуемся расчетом выручки за счет дополнительной добытой нефти.

Полученные результаты расчета доходов представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты расчета выручки от продажи дополнительно добытой нефти по комплексной методике

Год	2022	2023	2024	2025
Цена на нефть марки «Юралс» (мировая), долл. США за баррель	80	70,1	67,5	65
Курс доллара среднегодовой, руб. за долл. США	68,1	68,3	70,9	72,2
Цена на нефть марки «Юралс» (мировая), долл. США за тонну	582,4	510,3	491,4	473,2
Цена на нефть марки «Юралс» (мировая), руб. за тонну	39661	34855	34840	34165
Суточный дебит, т/сут	0	2,1	1,47	1,029
Годовая добыча, т	0	459,9	321,93	225,351
Выручка, тыс. руб.	0	16030	11216,1	7699,13
Среднегодовой коэффициент падения добычи (из-за увеличения обводненности), ед.	0,3	0,3	0,3	0,3
Средний коэффициент эксплуатации скважин, ед	0,6	0,6	0,6	0,6

Все затраты на проведение операции прогнозирования, включенных в себестоимость конечного дополнительного дебита углеводородов, группируются следующим образом: капитальные затраты, затраты на оплату труда.

Так как рассматриваемая технология применения затрагивает этап построения и анализа модели работы скважины и предполагает применение дополнительного программного комплекса, в этом разделе будем учитывать затраты на заработную плату персонала (один человек, специалист).

Расходы на оплату труда включают в себя суммы:

- Начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии формами и системами оплаты труда.

- Премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др.

– Начисления стимулирующего или компенсирующего характера

Расчеты итоговых эксплуатационных затрат сведены в таблицу 6.

Эксплуатационные затраты включают в себя заработную плату специалиста и страховые взносы по ней (таблица 6).

Таблица 5 – Процентные отчисления по заработной плате

Пенсионный фонд 22%
Фонд обязательного мед.страхования 2,9%
Фонд соц.страхования 5,1 %
В сумме 30,4%
0,4% – страхование от несчастного случая

Таблица 6 – Расчет эксплуатационных затрат на проведение мероприятия

Год	Текущие затраты, тыс. руб.		Налоги, включаемые в себестоимость, тыс. руб.				Итого эксплуатационных затрат, тыс. руб.	Итого эксплуатационных затрат (без НДС), тыс. руб.
	Всего	в т.ч.:	Всего	в т.ч.:				
		·		НДС	Страховые взносы	прочие		
	Всего	заработная плата (с НДС/ФЛ)						
2022	960	960	304	0	297,6	6,90	1264,50	1264,50
2023	960	960	10040	9502	297,6	240,45	11000,77	1498,05
2024	960	960	6983	6518	297,6	168,24	7943,92	1425,84
2025	960	960	4811	4398	297,6	115,49	5771,58	1373,09

4.2 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия

Расчет прироста среднесуточного дебита во второй и третий год осуществляется с учетом среднегодового коэффициента падения добычи нефти.

В соответствии с данными о приросте дебита – первый год (2022 г.) является годом внедрения технологии, во второй год наблюдается прирост дополнительно добытой нефти объемом 459,9 т., в последующие годы происходит падение.

Исходные данные для расчетов показателей экономической эффективности мероприятия представлены в виде таблицы.

Таблица 7 – Исходные данные для расчетов показателей экономической эффективности

Показатели	Ед. изм.	Σ	Значения по годам			
			2022	2023	2024	2025
Эксплуатационные затраты (без НДС):	тыс. руб.	5561,48	0	1498,05	1425,84	1373,09
Капитальные вложения	тыс. руб.	4400	4400	0	0	0
Амортизационные отчисления (10%)	тыс. руб.	1320	0	440	440	440
Цена реализации нефти без НДС	руб./т	–	39661	34855	34840	34165

Чистая прибыль от внедрения предлагаемой технологии определяет ее возможности. Результаты расчетов чистой прибыли приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Чистая прибыль проекта

Показатели	Ед. изм.	Σ	Значения по годам			
			2022	2023	2024	2025
Выручка	тыс. руб.	34945,2	0	16030,0	11216,1	7699,1
Текущие затраты	тыс. руб.	5561,4	0	1498,0	1425,8	1373,0
НДПИ	тыс. руб.	20419,2	0	9502,7	6518,0	4398,4

Валовая прибыль	тыс. руб.	8964,4	0	5029,2	3272,2	1927,5
Налог на прибыль	тыс. руб.	2045,8	0	1005,8	654,4	385,5
Итого налоги	тыс. руб.	2045,8	0	1005,8	654,4	385,5
Чистая прибыль	тыс. руб.	6918,69	0	4023,3	2617,7	1542,0

На основании расчетов чистой прибыли рассчитываются показатели, определяющие экономическую эффективность (таблица 9).

Таблица 9 – Показатели экономической эффективности

Показатели	Ед. изм.	Σ	Значения по годам			
			2022	2023	2024	2025
Денежный поток	тыс. руб.	–	-4400	4463,4	3057,8	1982,0
Накопленный денежный поток	тыс. руб.	–	-4400	63,39	3121,1	5103,1
Чистый дисконтированный доход (ЧДД) ($i = 15\%$)	тыс. руб.	3096,53	-4400	-518,8	1793,3	3096,5
Индикаторные параметры проекта						
Внутренняя норма доходности (ВНД, ВНР)			%		61,6	
Срок окупаемости (простой)			год		1,5	
Срок окупаемости (дисконтированный)			год		2,3	
Индекс доходности капитальных вложений			доли ед.		1,7	

Внутренняя норма доходности является основным критерием, с помощью которого можно оценить проект с экономической точки зрения.

4.3 Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям

Финансово-экономическая оценка нефтяных проектов базируется на некоторых показателях, часть которых может неожиданно измениться, тогда как другая часть вообще не может быть определена точно. Процедура, исследующая влияние таких изменений или ошибок в определении численных исходных данных на важнейшие показатели проекта, получила название анализа устойчивости проекта.

Для анализа выбираем показатели, которые с наибольшей вероятностью могут измениться. Выбираем параметры: снижение объема добычи нефти на 30 %; увеличение капитальных вложений на 30 %; уменьшение текущих затрат на 30 %.

Для удобного анализа все показатели выводятся на график (рисунок 35).

Таблица 10 – Анализ чувствительности проекта

ЧДД, тыс.руб.				
Изменяемый показатель	-30%	0	30%	Разница
Добыча нефти	-2700,30	3096,53	8044,12	10744,41
Цена на нефть	287,90	3096,53	2943,84	2655,94
Капитальные вложения	2699,33	3096,53	532,40	2166,93
ВНД, %				
Изменяемый показатель	-30%	0	30%	Разница
Добыча нефти	-18,00	61,6	181,51	199,51
Цена на нефть	25,61	61,6	106,62	81,01
Капитальные вложения	111,37	61,6	32,02	79,35

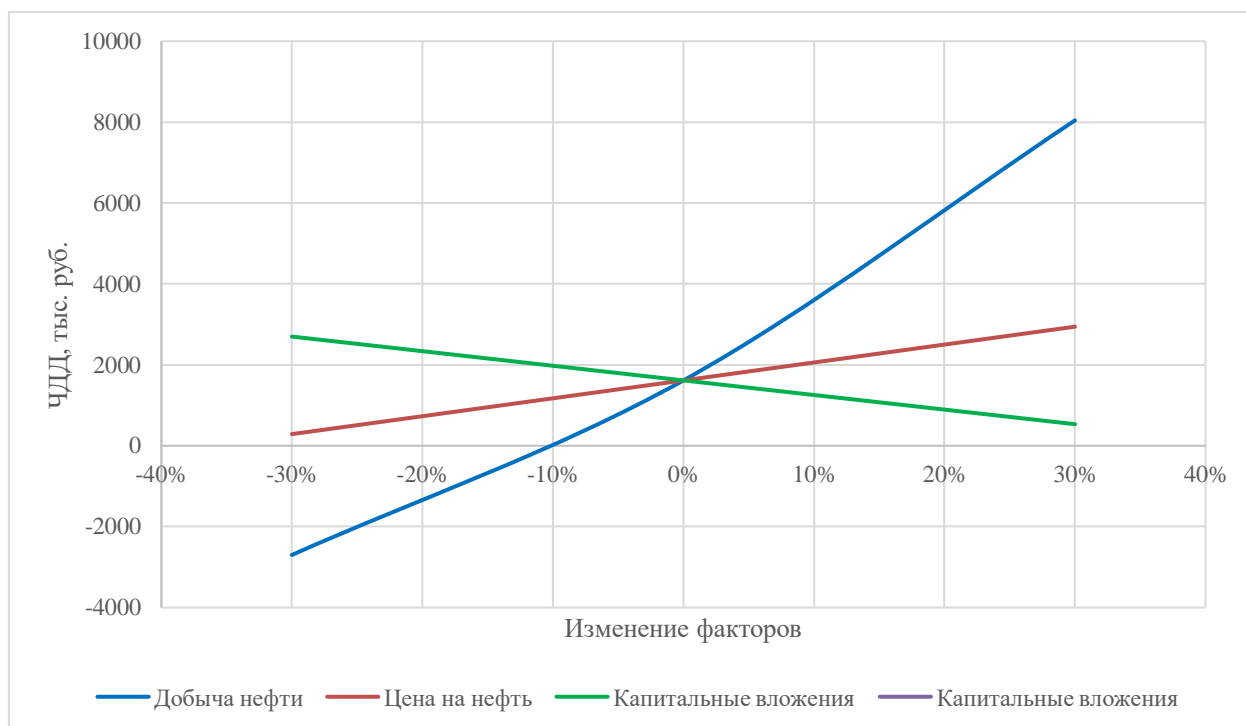


Рисунок 35 – Зависимость ЧДД от добычи нефти, цены на нефть, капитальных вложений и эксплуатационных затрат

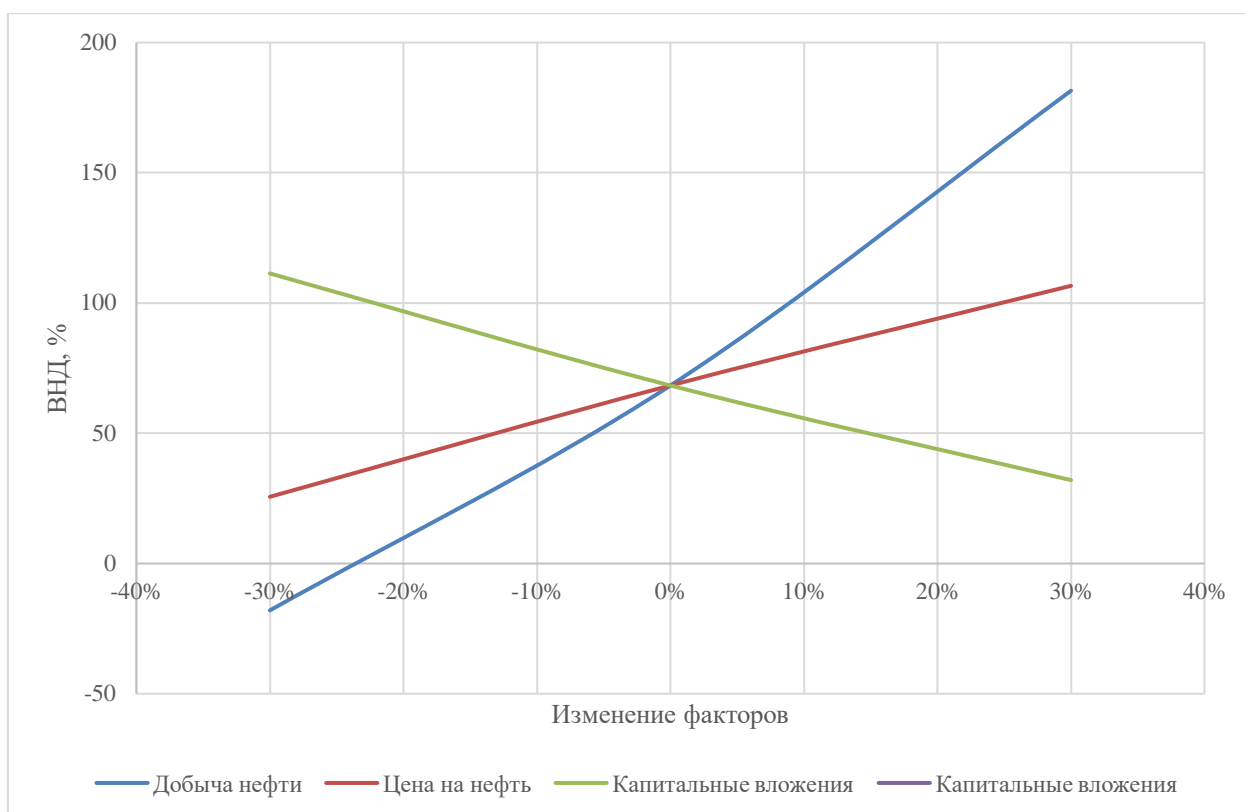


Рисунок 36 – Зависимость ВНД от добычи нефти, цены на нефть, капитальных вложений и эксплуатационных затрат

В данном случае, очевидно, слабейшим звеном проекта является доход от добычи нефти.

4.4 Вывод по главе «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

По результатам анализа работы скважины в течении трех лет, с помощью интегрированной модели, получилось определить объемы добычи, при своевременном выполнении рекомендаций.

Таким образом прирост чистой прибыли оказался существенным. За 3 года чистая прибыль проекта составила 6918,69 тыс. руб. При этом срок окупаемости составляет 1,5 года, при внутренней доходности 61,6 %.

Проведение технологии привело не только к увеличению добычи нефти, но и к внушительным дополнительным доходам, также следует отметить, что проект чувствителен к изменению добычи нефти.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2БМ15		Рахматуллину Руслану Равильевичу	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НЕСТАЦИОНАРНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации. 	<p>Объект исследования: скважина, оборудованная установкой электроцентробежного насоса (УЭЦН). Область применения – нефтедобывающая промышленность Рабочая зона: отдел промыслово-технического управления, оборудованное офисное помещение Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: анализ массива данных о результатах моделирования; корректировка исходных данных; формирование рекомендаций.</p>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. – ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. – ГОСТ 22269-76. Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования. – Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 05.04.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда.
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Отклонение показателей микроклимата; – Недостаточная освещенность рабочей зоны; – Степень нервно-эмоционального напряжения. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Опасность поражения электрическим током. <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: изоляция электрических проводов, устройства защитного заземления и зануления.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации</p>	<p>Воздействие на селитебную зону – утилизация компьютеров, их составляющих, компьютерных аксессуаров и других аппаратных средств. Воздействие на литосферу – образование отходов при поломке оргтехники и утилизации ее составных частей. Воздействие на гидросферу – загрязнение при производстве/утилизации компьютерной техники.</p>

	Воздействие на атмосферу – выбросы углекислого газа при производстве компьютерной техники
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения	Возможные ЧС: пожары, взрывы, обрушение здания. Наиболее типичная ЧС: пожар, по причине возгорания электрических проводов и перегрева частей компьютера.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Рахматуллин Руслан Равильевич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Введение

Для поддержания своего существования людям необходимо трудиться. Очевидно стремление человечества к повышению эффективности труда – получению максимального эффекта при минимуме затрат.

Это предполагает увеличение объемов производства, рост потребления веществ и энергии. Современное производство нацелено на увеличение объемов изготовленных товаров при минимизации затрат. С одной стороны, это повышает комфортность существования человечества, а с другой стороны, производственные процессы часто являются источниками опасности для человечества в целом.

Социальная ответственность – этический принцип, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров. Основным законодательным актом по охране труда являются Конституция Российской Федерации и др.

В этих документах отражены правовые вопросы охраны труда и здоровья трудящихся. На основании вышеперечисленных источников, а также исходя из соответствующих правил безопасности и норм производственной санитарии в данном проекте, разрабатываются основные мероприятия по созданию безопасных условий работы операторов при выполнении технологии, основанной на интегрированном моделировании системы «пласт-скважина-УЭЦН».

Сущность данной работы – применение программного обеспечения, которое позволяет автоматизировать расчет параметров скважины посредством предложенной интегрированной модели, с дальнейшей интерпретацией результатов.

Реализация технологии проводится на персональном компьютере в помещении, которое находится в офисном здании. Помещение представляет

собой комнату прямоугольной формы размером 8х5 м реальная площадь и площадь на одно рабочее место оператора персонального компьютера (ПК) в данном помещении составляют 8 м². Высота потолков составляет 3 м. Выход в коридор осуществляется через один одностворчатый дверной блок шириной 1,5 м. В помещении расположены три окна, имеется искусственная и естественная освещенность.

5.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В трудовом кодексе РФ содержатся основные положения отношений между организацией и сотрудниками, включая оплату и нормирование труда, выходных, отпуска и так далее. Работа в офисе относится ко второй категории тяжести труда – работы выполняются при оптимальных условиях внешней производственной среды и при оптимальной величине физической, умственной и нервно-эмоциональной нагрузки. Продолжительность рабочего дня работников не должна превышать 40 часов в неделю. Возможно, сокращение рабочего времени. Так как работы производятся в офисном помещении с использованием ПК и для работы не требуется производить полевых работ, то особенности регулирования труда работников, работающих у работодателей – физических лиц прописаны в Главе 48 ТК РФ.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ, ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ и ГОСТ 22269-76.

1. При размещении рабочих мест с ПК расстояние между рабочими столами с видеомониторами (в направлении тыла поверхности одного видеомонитора и экрана другого видеомонитора), должно быть не менее 2,0 м, а расстояние между боковыми поверхностями видеомониторов - не менее 1,2 м;

2. Рабочие места с ПК в помещениях с источниками вредных производственных факторов должны размещаться в изолированных кабинах с организованным воздухообменом;

3. Экран видеомонитора должен находиться от глаз пользователя на расстоянии 600 – 700 мм, но не ближе 500 мм с учетом размеров алфавитно-цифровых знаков и символов;

4. Конструкция рабочего стола должна обеспечивать оптимальное размещение на рабочей поверхности используемого оборудования с учетом его количества и конструктивных особенностей, характера выполняемой работы. Поверхность рабочего стола должна иметь коэффициент отражения 0,5 – 0,7;

5. Средства отображения информации необходимо группировать и располагать группы относительно друг друга в соответствии с последовательностью их использования или с функциональными связями элементов систем, которые они представляют. При этом средства отображения информации необходимо размещать в пределах групп так, чтобы последовательность их использования осуществлялась слева направо или сверху вниз.

6. Лицевые поверхности индикаторов следует располагать в оптимальной зоне информационного поля в плоскости, перпендикулярной нормальной линии взора оператора, находящегося в рабочей позе. Допускаемое отклонение от этой плоскости – не более 45° ; допускаемый угол отклонения линии взора от нормальной – не более 25° для стрелочных индикаторов и 30° для индикаторов с плоским изображением.

7. При взаимном расположении элементов рабочего места необходимо учитывать: рабочую позу человека-оператора; пространство для размещения человека-оператора; возможность обзора элементов рабочего места; возможность обзора пространства за пределами рабочего места; возможность ведения записей, размещения документации и материалов, используемых человеком-оператором.

8. Взаимное расположение элементов рабочего места должно обеспечивать возможность осуществления всех необходимых движений и перемещений.

9. Взаимное расположение элементов рабочего места должно обеспечивать необходимые зрительные и звуковые связи между оператором и оборудованием, а также между операторами.

10. Выполнение трудовых операций "часто" и "очень часто" должно быть обеспечено в пределах зоны легкой досягаемости и оптимальной зоны моторного поля.

11. Конструкцией производственного оборудования и рабочего места должно быть обеспечено оптимальное положение работающего, которое достигается регулированием: высоты рабочей поверхности, сиденья и пространства для ног. Высота рабочей поверхности при работе с ПК должна быть не менее 655 мм. Высота сиденья – не менее 420 мм (возможно регулирование в зависимости от роста работника). Пространство для ног – ширина не менее 500 мм; расстояние от сиденья до нижнего края рабочей поверхности не менее 150 мм; высота пространства для ног не менее 600 мм. Поверхность пола в помещениях эксплуатации компьютеров должна быть ровной, без выбоин, нескользкой, удобной для очистки и влажной уборки, обладать антистатическими свойствами. В помещении должны находиться аптечка первой медицинской помощи, углекислотный огнетушитель для тушения пожара.

Поверхность сиденья, спинки и других элементов стула (кресла) должна быть полумягкой, с нескользящим, слабо электризующимся и воздухопроницаемым покрытием, обеспечивающим легкую очистку от загрязнений.

1.1 Производственная безопасность

В данном разделе анализируются вредные и опасные факторы, которые могут возникать при проведении исследований в лаборатории, при разработке или эксплуатации проектируемого решения. Для идентификации

потенциальных факторов необходимо использовать ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». При выполнении данной работы присутствуют следующие опасные и вредные факторы (таблица 11):

Таблица 11 — Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на рабочем месте

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Разра- ботка	Изгото- вление	Эксплу- атация	
Отклонение показателей микроклимата в помещении	+	+	+	<p>Требования к отклонению показателей климата устанавливаются в СанПиН 2.2.4.548–96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».</p> <p>Требования к защите от недостаточной освещенности устанавливаются СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение».</p> <p>Требования к степени нервно-психических перегрузок описаны в ГОСТ Р ИСО 10075-2011 Эргономические принципы обеспечения адекватности умственной нагрузки (часть 1, часть 2, часть 3)</p> <p>Требования к электробезопасности устанавливаются в ГОСТ 12.1.019-2017 «ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты».</p>
Недостаточная освещенность рабочей зоны		+	+	
Нервно-психические перегрузки	+	+	+	
Электрический ток	+	+	+	

Весь персонал обязан знать и строго соблюдать правила техники безопасности. Обучение персонала технике безопасности и производственной санитарии состоит из вводного инструктажа и инструктажа непосредственно на рабочем месте ответственным лицом. Проверка знаний правил техники безопасности проводится квалификационной комиссией или лицом ответственным за рабочее место после обучения на рабочем месте. После чего сотруднику присваивается соответствующая его знаниям и опыту работы квалификационная группа по технике безопасности и выдается удостоверение специального образца. Состояние здоровья устанавливается медицинским освидетельствованием перед устройством на работу. Рациональная

планировка рабочего места предусматривает четкий порядок и постоянство размещения предметов, средств труда и документации.

5.3 Анализ вредных производственных факторов

5.3.1 Отклонение показателей микроклимата в помещении

Наиболее значительным фактором, который чаще всего реально влияет на производительность и безопасность труда, является микроклимат рабочего места, который характеризуется уровнем температуры и влажности воздуха, скоростью его движения. Источники отклонения показателей микроклимата в производственных помещениях: климатического пояса и сезона года, характера технологического процесса и вида используемого оборудования, условий воздухообмена, размеров помещения, числа работающих людей и т.д.

Эти параметры должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2 (СанПиН 2.2.4.548-96).

Таблица 12 — Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, t °С	Относительная влажность воздуха, φ%	Скорость движения воздуха, м/с	
		Диапазон ниже оптимальных величин $t_{o \text{ опт}}$	Диапазон выше оптимальных величин $t_{o \text{ опт}}$			Если $t_o < t_{o \text{ опт}}$	Если $t_o > t_{o \text{ опт}}$
Холодный	Ia	20,0 - 21,9	24,1 - 25,0	19,0 - 26,0	15 - 75	0,1	0,1
	Iб	19,0 - 20,9	23,1 - 24,0	18,0 - 25,0	15 - 75	0,1	0,2

Теплый	Ia	21,0 – 22,9	25,1 - 28,0	20,0 - 29,0	15 - 75	0,1	0,2
	Iб	20,0 - 21,9	24,1 - 28,0	19,0 - 29,0	15 - 75	0,1	0,3

Категории Ia соответствует данной работе с интенсивностью энергозатрат 120 ккал/ч, производимые сидя и сопровождающиеся незначительным физическим напряжением.

В помещениях, где установлены компьютеры, должны соблюдаться определенные параметры микроклимата.

Таблица 13 – Требуемые параметры микроклимата в рабочей зоне производственных помещений

Период года	Параметр микроклимата	Величина
Холодный и переходный	Температура воздуха в помещении	22–24 °С
	Относительная влажность	40–60 %
	Скорость движения воздуха	до 0,1 м/с
Теплый	Температура воздуха в помещении	23–25°С
	Относительная влажность	40–60 %
	Скорость движения воздуха	0,1–0,2 м/с

5.3.2 Недостаточная освещенность рабочей зоны

В аудитории используется комбинированное освещение: искусственное и естественное. Естественное освещение проникает в помещение через окна. Этим обеспечивается боковое освещение. А работа с компьютером при плохом освещении вызывает излишнее напряжение глаз, ведет к ухудшению зрения, требуется значительное время использовать искусственное освещение. Габариты помещения: $a = 8$ м; $b = 5$ м; $h = 4,5$ м.

5.3.3 Нервно-психические перегрузки

На специалиста, работающего на компьютере, воздействуют нервно-психические перегрузки.

Нервно-психические перегрузки подразделяют:

1. На умственное перенапряжение, в том числе вызванное информационной нагрузкой;
2. Перенапряжение анализаторов, в том числе вызванное информационной нагрузкой;
3. Монотонность труда, вызывающая монотонию;
4. Эмоциональные перегрузки.

Нервно-психические перегрузки организма работающего, связанные с напряженностью трудового процесса, в целях оценки условий труда, разработки и принятия мероприятий по их улучшению характеризуются такими показателями, как:

1. Длительность сосредоточенного наблюдения;
2. Активное наблюдение за ходом производственного процесса;
3. Число производственных объектов одновременного наблюдения;
4. Плотность сигналов (световых, звуковых) и сообщений в единицу времени;
5. Нагрузка на слуховой анализатор;
6. Нагрузка на голосовой аппарат.

Любая умственная работа вызывает нервно-эмоциональное напряжение, для каждого рода деятельности необходим свой оптимум эмоционального напряжения, при котором реакции организма оказываются наиболее совершенными и эффективными.

Во время регламентированных перерывов с целью снижения напряжения, утомления зрительного анализатора, целесообразно выполнять комплексы упражнений для глаз, улучшения мозгового кровообращения, снятия утомления с плечевого пояса и рук, туловища и ног.

5.4 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

5.4.1 Опасность поражения электрическим током

Действие электрического тока на организм человека носит разносторонний характер. При поражении электрическим током могут возникнуть электрические травмы, поражение отдельного участка тела или органа человека (ожоги, металлизация кожи, электрические метки, механические повреждения) и электрические удары (шоки), действующие на организм в целом. Результатом воздействия на организм человека электрического тока могут быть электрические травмы, электрические удары, и даже смерть [ГОСТ 12.1.019- 2017 ССБТ].

Поэтому, для обеспечения безопасности рабочих необходимо строго соблюдать технику безопасности, регулярно проверять заземления и качество рабочих оборудования, вести работы в защитной амуниции. Техническими методами и средствами защиты для обеспечения электробезопасности в соответствии с ГОСТ “ССБТ Электробезопасность“. Общие требования“ являются защитное заземление и зануление, выравнивание потенциалов, малое напряжение, электрическое разделение цепей, изоляция токоведущих частей, ограждающие устройства, предупредительная сигнализация, средства защиты и предохранительные устройства.

Оборудование (ПК) в данном помещении относится к I классу по способу защиты от поражения электрическим током. Питание ПК в помещении осуществляется через сеть частотой 50 Гц, напряжением 220 В.

Компьютер подключается к источнику питания с помощью трехжильного провода, в котором одна жила служит для заземления. Сопротивление заземляющего устройства для данного типа сети в помещении не должно превышать 4 Ом, что отвечает требованиям для электрооборудования с напряжением до 1000 В, сопротивление изоляции токоведущих проводов должно быть не менее 0,5 Ом. В данном помещении

заземление произведено, сопротивление заземляющего устройства составляет 3,3 Ом, что соответствует требованиям. Контроль защитного заземления производится ежегодно.

5.5 Обоснование мероприятий по защите от действия опасных и вредных факторов

Для обеспечения снижения влияния выявленных опасных и вредных факторов на лаборанта предполагается провести следующие мероприятия:

1. Устранения нарушений, обнаруженных несоответствий (ремонт или установка звукоизоляции, звукопоглощения, системы вентиляции);
2. Регулирование системы отопления, замена устройств искусственного освещения и т.д.);
3. Организованный план передвижения персонала.

5.5.1 Расчет системы общего равномерного искусственного освещения

Дано помещение с размерами: длина 8 м, ширина 5 м, высота 4,5 м. Высота рабочей поверхности 0,8 м. Требуется создать освещенность $E = 500$ лк. Коэффициент отражения стен $R_c = 30\%$, потолка $R_n = 50\%$. Коэффициент запаса $k = 1,5$, коэффициент неравномерности $Z = 1,1$. Рассчитываем систему общего люминесцентного освещения.

Тип выбранного светильника – плафон потолочный для общего освещения закрытых сухих помещений Л71Б03, мощность ламп 10x30 Вт $\lambda = 1,2$.

Для борьбы со слепящим действием источников света на рабочем месте введены требования ограничения наименьшей высоты светильников над полом. На рисунке 37 изображены основные расчетные параметры для размещения светильников.

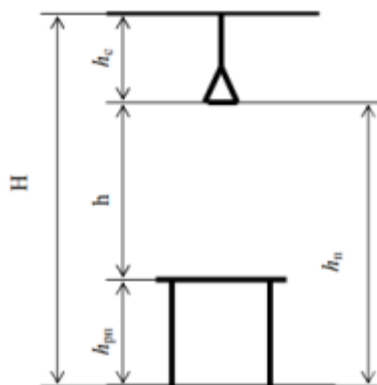


Рисунок 37 – Основные расчетные параметры

Наилучшими вариантами равномерного размещения светильников являются шахматное размещение и по сторонам квадрата (расстояния между светильниками в ряду и между рядами светильников равны) (рисунок 38).

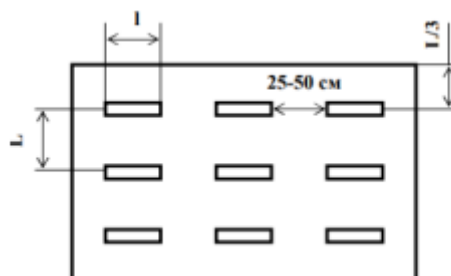


Рисунок 38 – Схема размещения светильников в помещении для люминесцентных ламп

Приняв $h_c = 0,2$ м, определяем расчетную высоту:

$$h = H - h_c - h_{pn} = 4,5 - 0,2 - 0,8 = 3,5 \text{ м.}$$

Расстояние между светильниками:

$$L = 1,2 \cdot 3,5 = 4,2 \text{ м.}$$

Расстояние от крайнего ряда светильников до стены:

$$L_c = 1,4 \text{ м.}$$

Определяем количество рядов светильников и количество светильников в ряду:

$$n_{\text{ряд}} = \frac{\left(5 - \frac{2}{3} \cdot 4,2\right)}{4,2} + 1 \approx 2;$$

$$n_{\text{св}} = \frac{\left(8 - \frac{2}{3} \cdot 4,2\right)}{1,096 + 0,5} \approx 4.$$

Размещаем светильники в два ряда. В каждом ряду можно установить 4 плафона Л71Б03 с мощностью 30 Вт (с длиной 1,096 м), при этом разрывы между светильниками в ряду составят 27 см. Изображаем в масштабе план помещения и размещения на нем светильников (рисунок 3). Учитывая, что в каждом светильнике установлено 10 ламп, общее число ламп в помещении $N = 80$.

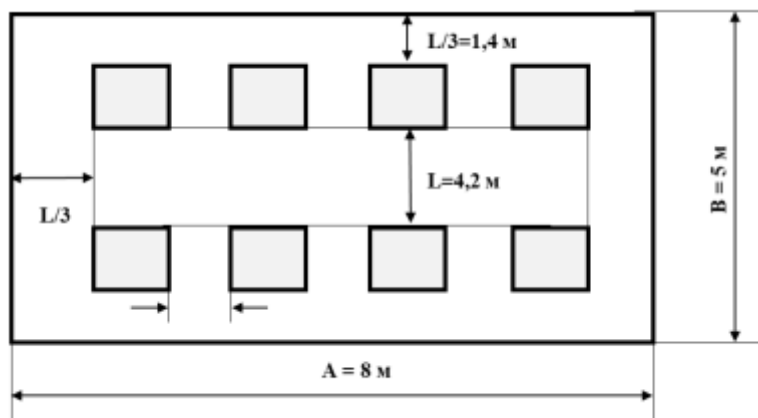


Рисунок 39 – План помещения и размещения светильников с люминесцентными лампами

Находим индекс помещения:

$$i = \frac{S}{h(A+B)} = \frac{40}{3,5 \cdot (8+5)} = 0,88.$$

Определяем коэффициент использования светового потока 0,27. Расчёт общего равномерного искусственного освещения горизонтальной рабочей поверхности выполняется методом коэффициента светового потока, учитывающим световой поток, отражённый от потолка и стен. Световой поток лампы определяется по формуле:

$$\Phi = \frac{E_{\text{н}} \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{N_{\text{л}} \cdot \eta'}$$

где $E_{\text{н}}$ – нормативная освещённость по СП 52133302016, лк;

S – площадь освещаемого помещения, м²;

K_3 – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника (источника света, светотехнической арматуры, стен и пр., т. е. отражающих поверхностей), наличие в атмосфере цеха дыма, пыли;

Z – коэффициент неравномерности освещения;

N_l – число ламп в помещении;

η' – коэффициент использования светового потока.

Определяем потребный световой поток ламп в каждом из рядов
Световой поток Φ составил 1528.

Выбираем ближайшую стандартную лампу – ЛД 30 Вт с потоком 1650 лм.

Делаем проверку выполнения условия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{\text{л.станд}} - \Phi_{\text{л.расч}}}{\Phi_{\text{л.станд}}} \cdot 100\% \leq +20\%$$

Получаем: $-10\% \leq 7,39\% \leq +20\%$.

Определяем электрическую мощность осветительной установки:

$$P = 80 \cdot 30 = 2400 \text{ Вт.}$$

Таким образом, для создания благоприятных зрительных условий на рабочем месте были произведены расчеты общего равномерного искусственного освещения горизонтальной рабочей поверхности. В результате произведенного расчета был выбран плафон потолочный для общего освещения закрытых сухих помещений Л71Б03, мощность ламп 10x30 Вт. Для помещения размером 40 м² необходимо установить 8 таких плафонов (в 2 ряда по 4 плафона). Согласно заданным условиям необходимой освещенности помещения, был произведен выбор в пользу люминесцентной лампы с излучением дневного цвета ЛД 30 Вт с потоком 1650 лм. Для 8 плафонов необходимо использовать 80 ламп. Расчет светового потока показал, что подобранная осветительная установка отвечает необходимым

требованиям (СП 52133302016). Электрическая мощность осветительной установки составила 2400 Вт.

5.6 Экологическая безопасность

5.6.1 Воздействие на селитебную зону

Использование модели не несёт никакого вреда окружающей среде, однако стоит учесть, что разработка и будущее её использование будет происходить на компьютерах, ноутбуках и прочих ЭВМ, которые в свою очередь несут вред окружающей среде в процессе утилизации.

Согласно СанПиН 1.2.3685-21 концентрация стирола, появляющегося при утилизации, должна составлять не более 0,02 мг/м³ в помещении, кадмия, содержащегося в полупроводниках – не более 0,5 мг/м³. Способом защиты от стирола является регулярное проветривание офиса и проверка концентрации вредных веществ в рабочей зоне, а чтобы избежать накопления кадмия необходимо взаимодействовать с кадмиевыми элементами в специальных перчатках в хорошо проветриваемом помещении.

5.6.2 Воздействие на литосферу

Загрязняющим литосферу веществом является пластик, из которого сделано большинство корпусов компьютерной техники. Пластик при утилизации или при длительном нахождении в почве в результате выброса выделяет полиизобутилен и фторопласты, предельно-допустимая концентрация которых составляет 5 мг/м³, где методом защиты является хорошо проветриваемое помещение и защитный костюм.

5.6.3 Воздействие на гидросферу

Производственные компании загрязняют гидросферу отходами от производства компьютерной техники. Среди них брак, остаточные и смазочные материалы, в которых содержится ртуть, кадмий и свинец. ПДК данных тяжёлых металлов в водных объектах около зданий производства и

утилизации составляет 2 мкг/л. Для уменьшения вреда необходимо использовать специальные фильтры на заводах по производству и переработке техники, чтобы избежать попадание загрязняющего вещества в воду.

5.6.4 Воздействие на атмосферу

С увеличением спроса на компьютерную технику увеличивается количество компаний-производителей данной продукции, что приводит к разрастанию объёма выбросов углекислого газа в атмосферу и впоследствии уничтожению озонового слоя и нагреванию всей планеты. Важно помнить, что предельно-допустимая среднесуточная концентрация CO_2 в атмосфере— 5мг/м^3 . Для уменьшения выбросов необходимо на каждый завод устанавливать специальные фильтры, с помощью которых в воздух будет поступать чистый кислород.

Пользователям компьютерной техники для уменьшения углеродного следа рекомендуется использовать энергосберегающие лампы, вовремя выключать свет и компьютерную технику, и если техника неисправна, то следует отнести её в специальное учреждение для последующей переработки или утилизации, ведь согласно ГОСТ Р 53692—2009, вышедшее из строя электронно-вычислительная техника относится к четвёртому классу опасности и подлежит утилизации в специальных помещениях.

5.7 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

К возможным чрезвычайным ситуациям на данном рабочем месте выделяют внезапное обрушение здания, аварии на коммунальных системах жизнеобеспечения населения, пожар, угроза пандемии.

С учетом специфики работы и наличием вычислительной техники в помещении наиболее вероятно возникновение пожара, под которым понимается вышедший из-под контроля процесс горения, обусловленный возгоранием вычислительной техники и угрожающий жизни и здоровью работников.

Причинами возгорания при работе с компьютером могут быть:

1. Токи короткого замыкания;
2. Неисправность устройства компьютера или электросетей;
3. Небрежность оператора при работе с компьютером;
4. Воспламенение ПК из-за перегрузки.

В связи с этим, согласно ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования», при работе с компьютером необходимо соблюдать следующие нормы пожарной безопасности: для предохранения сети от перегрузок запрещается одновременно подключать к сети количество потребителей, превышающую допустимую нагрузку; работы за компьютером проводить только при исправном состоянии оборудования, электропроводки; иметь средства для тушения пожара (огнетушитель); установить количество, размеры и соответствующее конструктивное исполнение эвакуационных путей и выходов; обеспечить возможность беспрепятственного движения людей по эвакуационным путям. При появлении пожара, любой, увидевший пожар должен: незамедлительно заявить о данном в пожарную службу по телефонному номеру 01 или 112, заявить о происшествии и соблюдать покой.

В случае возникновения пожара в здании автоматически срабатывают датчики пожаротушения, и звуковая система оповещает всех сотрудников о немедленной эвакуации из здания и направляются на выход в соответствии с планом эвакуации при пожарах и других ЧС (рисунок 39).

По огнестойкости офисное здание относится к первой степени, как здание из искусственного каменного материала (кирпича) с применением листовых и плитных негорючих материалов. Данное помещение относится к категории В4 помещений по взрывопожарной и пожарной опасности.

В помещении возможны пожары, относящиеся к классам А и Е. Пожары класса А связаны с горением твердых веществ, в основном органического происхождения, горение сопровождается тлением (древесина, текстиль, бумага). Пожары класса Е связаны с горением электрооборудования.

Работники обязаны знать и строго выполнять правила пожарной безопасности применительно к обслуживаемому участку. Они должны проходить инструктаж, обучение и проверку знаний в соответствии с действующими нормативными документами по СНиП 21-01-97.

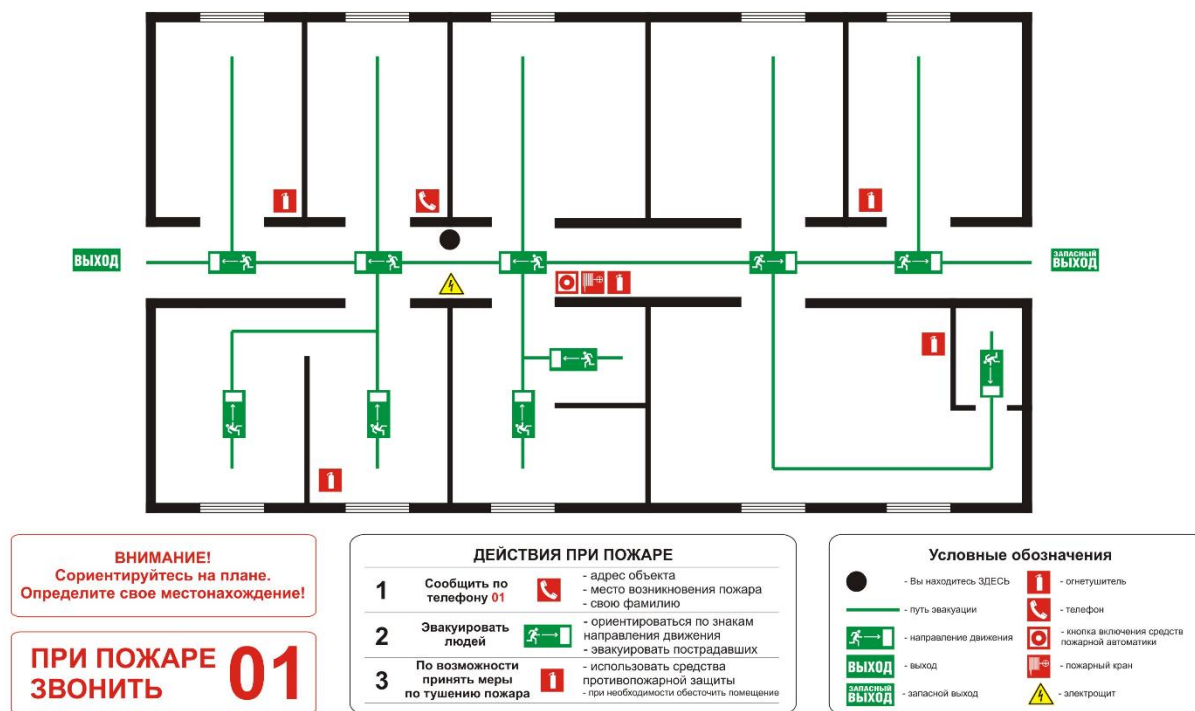


Рисунок 39 – План эвакуации из офисного здания

5.8 Вывод по главе «социальная ответственность»

В ходе выполнения работы по разделу «Социальная ответственность» можно сказать, что все фактические значения норм производственной безопасности совпадают с нормативными значениями и если, есть какие-либо отклонения от нормы, то их легко убрать дополнительным настольным оборудованием. Помещение, в котором ведётся разработка имеет 1 категорию электробезопасности по ПУЭ, а согласно «Правилу по охране труда при эксплуатации электроустановок» помещение имеет 1 группу персонала по электробезопасности. Также, согласно СП 12.13130.2009 помещение имеет категорию В по взрывопожароопасности т.к. офис часто имеет трудногорючие

элементы. Работа, связанная с разработкой, имеет категорию Ia (лёгкая степень тяжести труда) согласно СанПиН 1.2.3685-21.

Сам продукт имеет 4 категорию по оказанию негативного воздействия на окружающую среду по Федеральному закону от 10.01.2002 N 7-ФЗ (ред. от 27.12.2018) «Об охране окружающей среды».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе проанализированы существующие методы прогнозирования работы нефтяной скважины, оборудованной установкой электроцентробежного насоса. Проанализированные модели, безусловно, по отдельности показывают хорошие результаты. Для того, чтобы использовать их в кластере интегрированного математического моделирования, необходимо ввести некоторые изменения. По результатам анализа, были выбраны актуальные и дееспособные модели, которые в дальнейшем в работе были использованы. Особое внимание хотелось бы уделить программному пакету, созданному специалистами исследовательской группы университета имени Губкина, «UniflokVBA», данное программное обеспечение позволяет учитывать некоторое множество параметров в стационарных условиях, что значительно упрощает расчёты эталонных параметров.

Учитывая основные технологические показатели разработки месторождений, а именно параметры, определяющие работу скважины, в работе обосновано применение математического моделирования в реальном времени, а также возможность прогнозирования работы скважины.

Эффективность применения модели нестационарной оптимизации обусловлена повышенной маневренностью, в процессе управления режимами работы УЭЦН, что приводит к:

1. Снижению потерь дебитов нефти и газа;
2. Увеличению межремонтного периода скважины;
3. Увеличению энергоэффективности;
4. Снижению экономических затрат на проведение капитального и текущего ремонта скважины.

В результате разработан универсальный алгоритм построения математической модели скважины. Представленный алгоритм с учётом всех обобщений и упрощений имеет погрешность не более 15%, что удовлетворяет

условиям защищаемых положений. При этом увеличивается межремонтный период на 30%.

В работе продемонстрированы экспериментальное применение модели на реальной скважине с параллельным сравнением результатов расчётов и фактических данных.

Достоинство работы заключается в универсальности определения индикационных параметров нестационарных режимов, и, в универсальной структуре, которая позволит контролировать режим работы нефтяной скважины на месторождении.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абрамович, Б. Н. Электроснабжение нефтегазовых предприятий: Учебное пособие / Б. Н. Абрамович, Ю. А. Сычев, Д. В. Устинов. – СПб.: СанктПетербургский государственный горный институт, 2008. – 81 с.
2. Бессонов, Л. А. Теоретические основы электротехники. Электрические цепи: учебник для бакалавров / Л. А. Бессонов. – 12-е изд., исправ. и доп. – Москва: Издательство Юрайт, 2016. – 701 с.
3. Сипайлов В.А. Оптимальное управление установкой электроцентробежного насоса с частотно регулируемым асинхронным приводом / В.А. Сипайлов, В.Г. Букреев, Н.Ю. Сипайлова // Известия ВУЗов. Электромеханика. – № 4. – 2009. – С. 66-69.
4. Сипайлов В.А., Шелковников Д.А. Моделирование нагрузки частотно регулируемого привода в установках электроцентробежного насоса (УЭЦН) // Современные техника и технологии: Сборник трудов XV Междунар. науч.- практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. – Т. 1. – Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – С. 472-474.
5. Богданов А.А. Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти. – М.: Недра, 1968. – 272 с.
6. Борисов Ю.П. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности / Ю.П. Борисов, З.К. Рябинина, В.В. Воинов. – М.: Недра, 1976. – 285 с.
7. Бочарников В.Ф. Погружные скважинные центробежные насосы с электроприводом. – Тюмень: «Вектор Бук», 2003. – 336 с.
8. Браславский И.Я. Сравнительный анализ способов регулирования подачи центробежных насосов / И.Я. Браславский, А.М. Зюзев, Н.П. Трусков // ЭП. Электропривод. – 1983. - № 2 (112). – С. 8-10.
9. Важнов А.И. Электрические машины. – Л.: Энергия, 1968. – 768 с.

10. Ведерников В.А. Модели и методы управления режимами работы и электропотреблением погружных центробежных установок: Автореф. дис. д-ра техн. наук. – Тюмень, 2006. – 32 с.
11. Ведерников В.А. Оптимизация системы электропривода погружного насоса / В.А. Ведерников, О.А. Лысова // Изв. вузов. Нефть и газ. – 2002. – № 5. – С. 88-92.
12. Владимирова Э.В. Методика расчета совместной работы пласта и погружного центробежного насоса на ЭЦВМ «Минск-32» / Э.В. Владимирова, Л.Г. Зайцева, Р.Ш. Шакиров // Тр. ТатНИПИнефть. – Бугульма, 1971. – Вып. 19. – С. 146-159.
13. Вольдек А.И. Электрические машины. – Л.: Энергия, 1978. – 832 с. 18.
14. Временное методическое руководство по расчету режимов скважин, эксплуатируемых глубинными насосами (ЭЦН и ШГН). – Уфа: БашНИПИнефть, 1976. – 114 с.
15. Лысенко, В. Д. Разработка нефтяных месторождений. Теория и практика / В. Д. Лысенко. – М.: Недра, 1996. – 367 с.
16. Дияшев, Р. Н. Фильтрация жидкости в деформируемых нефтяных пластах / Р. Н. Дияшев, А. В. Костерин, Э. В. Скворцов. – Казань: Изд-во Казан. мат. общества, 1999. – 238 с.
17. Волков, М. Г. Современное состояние прикладной гидродинамики газождкостных течений с высоким газовым фактором в механизированных нефтесобывающих скважинах / М. Г. Волков // Матер. XI научно-практ. конф. «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений». – г. Уфа: ЗАО Изд-во «Нефтяное хозяйство». – 2018. – С. 9.
18. Волков, М. Г. Особенности эксплуатации нефтяных скважин в условиях повышенного свободного газосодержания в добываемой продукции / М. Г. Волков, Е. Ф. Смолянец // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 11. – С. 120 – 124.

19. Мищенко, И. Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов / И. Т. Мищенко. – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2007. – 826 с.
20. Дроздов, А. Н. Влияние свободного газа на характеристики погружных насосов / А. Н. Дроздов // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 1. – С. 66-70.
21. Кашавцев, В. Е. Солеобразование при добыче нефти / В. Е. Кашавцев, И. Т. Мищенко. – М.: Орбита-М, 2004. – 432 с.
22. Кузнецов, Н. П. Обнаружение солеотложений при эксплуатации нефтяных скважин / Н. П. Кузнецов // Нефтяное хозяйство. – 1988. – № 1. – С. 58-60.
23. Волков, М. Г. Повышение эффективности эксплуатации нефтедобывающих скважин с отложениями солей в условиях высокого газосодержания добываемой продукции / М. Г. Волков // Матер. XI научно-практ. конф. «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений». – г. Уфа: ЗАО Изд-во «Нефтяное хозяйство». – 2018.
24. Тронов, В. П. Механизм формирования асфальтосмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки нефтяного месторождения / В. П. Тронов, И. А. Гуськова // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 4. – С. 24-25.
25. Люшин, С. Ф. Лабораторное изучение интенсивности отложения парафина в зависимости от скорости потока / С. Ф. Люшин, В. А. Пряжевский. – Труды ин-та УфНИИ, 1966. – С. 42-53.
26. Brill, J. P. Multiphase Flow in Wells / J. P. Brill, H. Mukherjee, L. Henry // SPE Monograph series, Doherty Series, Richardson, Texas, – 1999. – V. 17.
27. 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. – № 125. – P. 266.

28. Мальцев, Н. В. Разработка физико-математической модели процесса освоения скважин с помощью УЭЦН // Автореф. дисс. канд. техн. наук. – М.: РГУ им. И. М. Губкина, 2013, – 21 с.
29. Михайлов, В. Г. Гидродинамическая модель течения газожидкостной смеси в проточных каналах центробежных насосов / В. Г. Михайлов, П. В. Петров // Вестник УГАТУ. – 2008. – Т.10, № 1 (26). – С. 44 – 53.
30. Boure, J. A. General Equations and Two-Phase Flow Modeling / J. A. Boure, J. M. Delhaye // Handbook of Multiphase Flow, Ch. 1.2, Editor Hestroni, G. (1982).
31. Drew, D. A. Mathematical Modeling of Two-Phase Flow / D. A. Drew // Annual Review of Fluid Mechanics. – 1983. – Vol. 15. – pp. 261-291.
32. 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.
33. Gokdemir, O. M. Transient Drift Flux Model for Wellbores / O. M. Gokdemir // PhD dissertation, The University of Tulsa, Tulsa, Oklahoma, 1992.
34. Канцырев, Б. Л. Двухжидкостная гидродинамическая модель пузырькового потока / Б. Л. Канцырев, А. А. Ашбаев // Прикладная механика и техническая физика. – 2001. – Т. 42, № 6. – С. 64-72.
35. Нигматулин, Р. И. Динамика многофазных сред. Ч.1. / Р. И. Нигматулин, М.: Наука, гл. ред. физ.-мат. лит., 1987. – 464 с.
36. Ishii, M. Thermo-Fluid Dynamic Theory of Two-Phase Flow / M. Ishii, Eyrolles, 1975.
37. Delhaye, J. M. Thermohydraulics of Two-Phase System for Industrial Design and Nuclear Engineering / J. M. Delhaye, M. Giot, M. L. Riethmuller // Hemisphere Publishing Corporation, 1981.
38. Chahed, J. Effet de parois sur la distribution de taux de vide dans les écoulements a bulles / J. Chahed, L. C. R. Masbernat // Acad. Sci. – 1998. – No. 326(2b). – pp. 719-726.

39. Drew, D. A. Phase distribution mechanisms in turbulent low-quality twophase flow in a circular pipe / D. A. Drew, R. T. Lahey // *J. Fluid Mech.* – 1982. – No. 117. – P. 91-106.
40. Lopez de Bertodano, M. Phase distribution in bubbly two-phase flow in vertical ducts / M. Lopez de Bertodano, R. T. Lahey, O. C. Jones // *Int. J. Multiph. Flow.* – 1994. – No. 20. – pp. 805-818.
41. Politano, M. S. A model for turbulent polydisperse-two phase flow in vertical channels / M. S. Politano, P. M. Carrica, J. Converti // *Int. J. Multiph. Flow.* – 2003. – No. 29. – pp. 1153-1182.
42. Волков, М. Г. Обоснование выбора области применения новых механизированных способов эксплуатации скважин / М. Г. Волков, Р. С. Халфин, А. С. Топольников, А. Р. Брот, Э. О. Тимашев // *Нефтяное хозяйство.* – 2019. – № 3. – С. 96-100.
43. Тимашев, Э. О. Статистический анализ наработок на отказ и коэффициентов подачи скважинного насосного оборудования в диапазонах параметров эксплуатации скважины / Э. О. Тимашев, Р. С. Халфин, М. Г. Волков // *Нефтяное хозяйство.* – 2020. – № 2. – С. 46-49.
44. Ansari, A. M. A comprehensive mechanistic model for upward two-phase flow in wellbores / A. M. Ansari, A. D. Sylvester, C. Sarica, O. Shoham, J. P. A. Brill // *SPEPF J.* – 1994. – pp. 143-152.
45. Fancher, G. H. Jr. Prediction of pressure gradients for multiphase flow in tubing / G. H. Jr. Fancher, K. E. Brown // *Soc. Pet. Eng. J.* – 1963. – pp. 59-69.
46. Orkiszewski, J. Prediction two-phase pressure drops in vertical pipes / J. Orkiszewski // *JPT.* – 1967. – June. – P. 829.
47. Beggs, H. D. A study of two-phase flow in inclined pipes / H. D. Beggs, J. P. Brill // *JPT.* – 1973. – May. – pp. 607-617.
48. Hasan, A. R. A study of multiphase flow behavior in vertical wells / A. R. Hasan, C. S. Kabir // *SPEPE J.* – 1988. – May. – pp. 263-272.

49. Taitel, Y. A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near-horizontal gas-liquid flow / Y. Taitel, A. E. Dukler // *AICHE Journal*. – 1976. – V. 22(1). – P. 47.
50. Hibiki, T. One-dimensional drift-flux model and constitutive equations for relative motion between phases in various two-phase flow regimes / T. Hibiki, M. Ishii // *Int. J. of Heat and Mass Transfer*. – 2003. – V. 46(25). – pp. 4935-4948.
51. Barnea, D. Flow pattern transition for vertical downward twophase flow / D. Barnea, O. Shoham, Y. Taitel // *Chem. Eng. Sci.* – 1982. – V. 37. – pp. 741-744.
52. Zhang, H. - Q. Unified Model for Gas-Liquid Pipe Flow via Slug Dynamics, Part 2: Model Validation / H. - Q. Zhang, Q. Wang, C. Sarica, J. P. Brill // *J. Energy Res. Technol.* – 2003. – No. 25. – P. 274.
53. 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.
54. Flores, J. G. Oil-Water Flow in Vertical and Deviated Wells / J. G. Flores // PhD dissertation, The University of Tulsa, Oklahoma. – 1997.
55. Hasan, A. R. A Simplified Model for Oil Water Flow in Vertical and Deviated Wellbores / A. R. Hasan, C. S. Kabir // *SPE Prod.& Fac.* – 1999. – February. – pp. 56-62.
56. Shi, H. Drift-Flux Modeling of Multiphase in Wellbores / H Shi, J.A. Holmes, L. J. Durlofsky, K. Aziz, L. R. Diaz, B. Alkaya, G. Oddie // *SPE Prod.& Fac.* – 2003, October. – pp. 1-12.
57. Harmathy, T. Z. Velocity of Large Drops and Bubbles in Media of Infinite or Restricted Extent / T. Z. Harmathy // *AICHE J.* – 1960. – No. 6. – P. 281.
58. Caetano, E. F. Upward Vertical Two-Phase Flow Through an Annulus / E. F. Caetano // PhD dissertation, The University of Tulsa, Oklahoma. – 1985.
59. Fernandes, R. C. Hydrodynamic Model for Gas-Liquid Slug Flow in Vertical Tubes / R. C. Fernandes, T. Semait, A. E. Ducler // *AICHE J.* – 1986. – No. 29. – P. 981.

60. Sylvester, N. D. A Mechanistic Model for Two-Phase in Pipes / N. D. Sylvester // ASME J. Energy Resources Tech. – 1987. – № 109. – P. 206.
61. Zuber, N. Steady State and Transient Void Fraction of Bubbling Systems and Their Operating Limits. Part 1: Steady State Operation / N. Zuber, J. Hench // General Electric Report 62GL100. – 1962.
62. Хошанов, Т. Прогнозирование глубины отложения парафина в скважине / Т. Хошанов, Н. Ширджанов // Нефтепромысловое дело. – 1981. – № 4. – С. 21-23.
63. Сучков, Б. М. Влияние обводнённости продукции скважины на температуру потока жидкости и парафинизацию лифтовых труб / Б. М. Сучков, Р. Н. Хабибуллин // Нефтепромысловое дело. – 1973. – № 10. – С. 28-30.
64. Гимаутдинов, Ш. К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Ш. К. Гиматудинов, Р. С. Андриасов, И. Т. Мищенко, А. И. Петров и др., М.: Недра, 1983.
65. Влюшин, В. Е. Математическая модель для расчёта процесса отложения парафина в подъёмных трубах нефтяных скважин / В. Е. Влюшин, Г. 382 В. Пантелеев, А. П. Телков, К. И. Исангулов, Ю. В. Белобородов // Нефтяное хозяйство. – 1970. – № 2. – С. 56-59.
66. Vassenden, F. SPE 94578, Why Didn't All the Wells at Smorbukk Scale in SPE 7th International Symposium on Oilfield Scale / F. Vassenden, O. Gustavsen, F. M. Nielsen, M. Rian, A. J. Haldoupis // Aberdeen, 2005.
67. Oddo, J. E. Methods predicts well bore scale, corrosion / J. E. Oddo, M. B. Tomson // Oil and Gas. – 1998. – June.
68. Тагирова, К. Ф. Автоматизация управления технологическим процессом добычи нефти из малодебитных скважин на основе динамических моделей / К. Ф. Тагирова // Автореф. док. техн. наук. – Уфа.: УГАТУ, 2008. – 33 с.

69. Дильмухаметов, В. М. Алгоритмы оптимального автоматического управления дебитом нефтедобывающей скважины на базе УЭЦН / В. М. Дильмухаметов // Вестник УГАТУ. – 2013. – Т. 3. – С. 69-75.
70. Сазонов, Г. Г. Идентификация и диагностика систем / Г. Г. Сазонов // Уч. пособие. Моск. гос. открытый университет. М.: Изд-во МГОУ, 2005. – 35 с.
71. 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.
72. 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- 71.
73. Михайлов, В. Г. Феноменологический подход в исследовании нестационарных режимов течения газожидкостной смеси в стволе скважины / В. Г. Михайлов, П. В. Петров, М. Г. Волков // Вестник УГАТУ. – 2016. – Т. 20. – № 2(72). – С. 96-105.
74. Прандтль, Л. Гидроаэромеханика / Л. Прандтль: – М.-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». – 2002, 572 с.
75. Marquez, R. Modeling Downhole Natural Separation / R. Marquez // Dissertation. The University of Tulsa. – 2004. – 187 p.
76. 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.
77. Волков, М. Г. Гидродинамика малодебитных скважин / М. Г. Волков, В. Г. Михайлов // Монография, Уфа: изд-во «Нефтегазовое дело», 2017. – 267 с.
78. 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.

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

80. Дроздов, А. Н. Выбор рабочих параметров погружного центробежного насоса при откачке газожидкостной смеси из скважины / А. Н. Дроздов, В. И. Игrevский, П. Д. Ляпков, В. Н. Филиппов // Обзор. инф., серия «Нефтепромысловое дело». – М.: ВНИИОЭНГ, 1986, вып. № 11, 50 с.

81. Ляпков, П. Д. Стендовые испытания газосепаратора к УЭЦН / П. Д. Ляпков, В. И. Игrevский, Р. Г. Сальманов, И. Х. Уряшзон, А. Н. Дроздов // Обзор. экспресс-информация. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985. – № 4. – С. 6-12.

82. Муравьёв, И. М. Эксплуатация погружных центробежных электронасосов в вязких жидкостях и газожидкостных смесях / И. М. Муравьёв, И. Т. Мищенко. – М.: Недра, 1969, 248 с.

83. Alhanati, F. J. Bottomhole Gas Separation Efficiency in Electrical Submersible Pump Installation / F. J. Alhanati // Ph. D. Dissertation, The University of Tulsa, Oklahoma, 1993.

84. Harun, A. F. The Effect of Inducer Performance on the ESP Rotary Gas Separator / A. F. Harun // Ph. D. Dissertation, The University of Tulsa, Oklahoma, 1999.

85. Дроздов, А. М. Влияние давления на образование каверны в потоке газожидкостной смеси за моделью лопасти центробежного насоса / А. М. Дроздов // Бурение и нефть. – 2010. – № 2. – С. 20-23.

86. Рагулин, В. В. Влияние солеотложения на работу насосного оборудования в ОАО «Юганскнефтегаз» / В. В. Рагулин, Е. Ф. Смолянец, А. Г. Михайлов // Нефтепромысловое дело. – 2001. – № 7. – С. 23-26.

87. 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.

88. Chin, Y. K. Transient Thermal Analysis using both Lumped-Circuit Approach and Finite Element Method of a Permanent Magnet Traction Motor / Y. K. Chin, D. A. Staton // IEEE Africon. – Gaborone, Botswana, 2004. – pp. 1027-1035.
89. Мищенко, И. Т. Некоторые вопросы совершенствования механизированных способов добычи нефти / И. Т. Мищенко // Нефтепромысловое дело: Обзор. информ. ВНИИОЭНГ. М.: 1978. – 72 с.
90. Шишков, С. А. Тепловой режим работы УЭЦН / С. А. Шишков, В. М. Люстрицкий // Нефтепромысловое дело: Реф. науч.-техн. сб. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1998. – № 11–12. – С. 18-20.
91. Кутдусов, А. Т. Совершенствование эксплуатации наклонных скважин с высокой пластовой температурой, оборудованных электроцентробежными насосами / А. Т. Кутдусов: Дисс. на соис. учён. степ. канд. техн. наук. – Уфа, БашНИПИнефть, 2002. – 134 с.
92. Chu, Y. C. Convective heat transfer coefficient studies in upward and downward, vertical, two-phase, non-boiling flows / Y. C. Chu, B. G. Jones // AIChE Symp. Ser. – 1980. – No. 76. – pp. 79-90.
93. Martin, B. W. Forced convection heat transfer to water with air injection in a rectangular duct / B. W. Martin, G. E. Sims // Int. J. Heat Mass Transf. – 1971. – No. 14. – pp. 1115-1134.
94. Мельниченко, В. Е. Оценка влияния основных технологических характеристик добывающих скважин на ресурс погружных электроцентробежных насосов / В. Е. Мельниченко: Дисс. на соис. учён. ст. канд. техн. наук. – М., 2017. – 169 с.
95. Sun, D. Modeling Gas-Liquid Head Performance of Electrical Submersible Pumps / D. Sun // Ph. D. Dissertation, The University of Tulsa, Oklahoma, 2003.
96. Minemura, K. Prediction of Air-Water Two-Phase Flow Performance of a Centrifugal Pump Based on One-Dimensional Two-Fluid Model / K. Minemura,

T. Uchiyama, S. Shoda, E. Kazuyuki // Journal of Fluids Engineering. – 1998. – Vol. 120.

97. Sulc, E. Advisory Board Meeting / E. Sulc, E. Ditl // The University of Tulsa Artificial Lift Projects (TUALP), Houston. Texas. – 2007. – April.

98. Beltur, R. Experimental Investigation of Performance of Electrical Submersible Pumps in Two-Phase Flow Condition / R. Beltur // MS Thesis, The University of Tulsa. – 2003.

99. Duran, J. Stages Air-Water Two-Phase Performance / J. Duran, E. M. Prado // ESP. Modeling and Experimental Data. – 2003. – p. 87.

100. Sachdeva, R. Performance of Electric submersible Pumps in Gassy Wells / R. Sachdeva, D. R. Doty, Z. Schmidt // SPE Production & Facilities. – 1994. – February.

101. Bin, Hu. Characterizing gas-lift instabilities / Hu Bin // NTNU, Trondheim, Norway. – 2004. – P. 168. 184 Torre, A. J. Casing heading in Flowing Oil Wells / A. J. Torre, B. Sapic, Z. Schmidt, R. N. Blais, D. R. Doty, J. P. Brill // SPE 13801, presented at Production Operations Symposium, Oklahoma. – 1985. – № 10-12.

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

103. Волков, М. Г. Метод оптимизации освоения малодебитных механизированных нефтяных скважин / М. Г. Волков // Матер. XVII научно-практ. конф. «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами». – г. Сочи: ЗАО Изд-во «Нефтяное хозяйство». – 2017. – С. 12.

104. Волков, М. Г. Оптимизация периодического режима эксплуатации малодебитных скважин / М. Г. Волков // Матер. XVII научно-практ. конф. «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами». – г. Сочи: ЗАО Изд-во «Нефтяное хозяйство». – 2017. – С. 13.

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

106. Хисамутдинов, Н. И. Проблемы сохранения продуктивности скважин и нефтенасыщенных коллекторов в заключительной стадии разработки / Н. И. Хисамутдинов. – СПб.: Недра, 2007. – 232 с.

107. Конопля, Д. В. Возможность планирования работ по выводу скважины на режим / Д. В. Конопля // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 7. – С. 114-116.

108. Брил, Дж. П. Многофазный поток в скважинах/ Дж. П. Брил, Х. Мукерджи. – М.- Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 384 с.

109. Драчёв, Г. И. Теория электропривода: учебное пособие к курсовому проектированию для студентов заочного обучения спец. 180400. 2-е издание, дополн. / Г. И. Драчёв. – Челябинск: Изд. ЮУрГУ, 2002. – 137 с.

110. 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. – С. 29-35.

111. Нугаев, И. Ф. Динамическая модель нефтедобывающей скважины на базе УЭЦН как объекта управления / И. Ф. Нугаев, Р. В. Искужин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 5. – С.31-46.

112. РД 39-3-370-79 Методические указания по определению экономической эффективности новой техники, изобретений и рационализаторских предложений в нефтедобывающей промышленности.

113. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов – М-во эконом. развития Рос. Федерации.

114. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.

115. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» : приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 дек. 2020 г. № 534 (с изменениями на 19 янв. 2022 г.).

116. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

117. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

118. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.Стандартинформ, 2014.

119. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общитребования. Стандартинформ, 2004.

120. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.

121. СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.

122. ГОСТ Р 12.1.019-2017. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. 115

123. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.

124. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

125. СП 51.13330.2011. Защита от шума.

126. ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».

127. ГН 2.1.7.2041-06 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве. Гигиенические нормативы».

128. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве».

129. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору Приказ от 15 декабря 2020 года N 534

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Раздел 1

RESULTS OF EXPERIMENTAL APPLICATION OF THE INTEGRATED MATHEMATICAL MODEL ON THE WELL EQUIPPED WITH ESP

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Рахматуллин Руслан Равильевич		

Консультант школы отделения нефтегазового дела ИШПР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатовна			

Консультант – лингвист отделения иностранных языков:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Болсуновская Людмила Михайловна	к. ф. н.		

Introduction

To start correct calculation, according to the model presented above, it is necessary to determine the structure of gas-liquid mixture flow in the system " well - ESP". As the task of this research is to check the validity of the main part of the mathematical model on the real example, it was decided to simplify the conditions in the units that do not affect the results, according to the goal set.

Consequently, the following stages of the integrated mathematical model were simplified:

1. The inflow model is mathematical equations in two-dimensional space, based on the solution of Dupuy problems. Bottomhole zone is imperfect only by the nature of opening. The mode of fluid flow in the bottomhole zone is flat-radial. The formation is infinite, without boundaries and disjunctive disturbances. The well is considered to be the only one being developed, and interwell interaction noises are negligible. Fluid flowing through perforation holes into the bottomhole zone is single-phase or two-phase, depending on the bottomhole pressures achieved. There is no oil-water emulsion in the bottomhole zone, the fluid is considered homogeneous. Concentration of mechanical impurities does not affect the calculation of well performance characteristics;

2. In the annulus above the ESP intake module, the fluid is stationary, and the model is typical of the two-phase flow with no account for swirls and water presence;

3. The inclinometry of the well is perfect, i.e. varies within small limits so that the well is considered vertical and deviations from the well trajectory have no effect on distortions of mathematical models;

4. The considered well is complicated by high concentration of HODAS in the produced fluid, as well as high gas content. Other disturbing factors are not considered and are written off in the error values of the model series from the actual one;

The structure of gas-liquid flow is a dynamic indicator, but this dynamics depends on the adopted well mode. Given the assumptions made, the need to

determine multiphase flow is appropriate for the fluid intake zone, i.e., the zone from +2 m downhole to -2 m uphole (well depth corresponds to well length, and the report goes from wellhead to bottomhole zone), the section at pump intake (gas separator outlet), and the section from pump outlet to wellhead.

Wellbore zone modeling

According to accepted assumptions, bottomhole zone parameters were calculated according to the equation of homogeneous mixture filtration in radial direction. The basic hydrodynamic data for the X field, namely, according to the results of well X testing by steady-state and unsteady flow methods are presented in the appendix, namely: porosity, permeability, fluid compressibility factor, formation pressure at the border of the well drainage area and bottomhole pressure.

The well productivity coefficient was taken as a defining parameter of the model. The well productivity coefficient was calculated under dynamic conditions for the period of well X operation from 20.01.2013 to 06.07.2014.

The data discrepancy error varies from 0 % to 30 %. Single cases of error exceeding 30% indicate that geological and technical activities were carried out on the well and, according to field reports, the time periods of fallout values fully correspond to the timing of the work. Average error of mathematical model for most of the time of the study is 11,3 %, which indicates good accuracy. The result – the model can be used for these conditions.

The period from 1.04.2013 to 5.07.2013 should be considered, taking into account the entire cluster of disturbing influences. This period should be returned to when interpreting the results of the integrated model presented by the well.

Determination of the gas-oil flow regime under steady-state flow conditions

According to the map of gas-liquid mixture flow regimes in inclined and vertical pipes, the gas-liquid mixture flow regime through the well can be determined by knowing the flow rates of each phase. Density, viscosity, gas content

change along the depth of the well, and the velocities of the phases change accordingly.

According to the presented models of Y. Taitel, J.O. Hinze, R.N. Chokshi, D. Barne for well X, the boundaries of flow regime transition are defined: from bubble to dispersed-bubble; from cork to dispersed-bubble; from emulsion to cork; from annular to cork.

In accordance with the initial data the liquid phase flow rate varies from 50 m³/day to 98 m³/day, the given flow rate range for 60ESP5-79-2300 has the liquid phase speed from 0,1 m/s to 1,6 m/s (VSL), the gas phase speed – from 3 m/s to 14 m/s. The velocity of the aqueous phase is approximately equal to the total velocity of the fluid (VSG). The variability of watercut is small, as are the values of watercut itself. Throughout the year, the period under review, water cut values fluctuated smoothly from 0,2% to 5%. Taking into account small water cut, the regime of liquid phase "water in oil" has low influence on the well operation mode, however high salt content makes water accounting to the cluster of disturbing influences, which lead to ESP degradation.

The following gas-liquid mixture flow modes are possible throughout the whole length:

1. Cork;
2. Dispersed-bubble.

Throughout the whole length the modes of flow of water-oil mixture are possible:

1. Dispersed;
2. Fine-dispersed.

In order to accurately determine the flow regime in various nodes of the well, it is necessary to determine the change in phase velocity along the entire length.

Using a modified model by D. Sun model, velocities at the inlet to the first pump section and at the outlet from the pump are calculated. This solution is adopted to simplify the calculations. The average flow rate of gas-oil mixture is taken as 93 m³/day, the data are taken from well operation history.

The calculations take into account changes in density along the length of the well, as well as temperature gradient calculated by models of A.M. Ansari, N. Zhang and N. Zuber, "TUFP". According to the results of the calculation, the following sections of the flow can be distinguished:

1. From bottomhole to receiving slot - the first section;
2. From the receiving slot to the inlet of the gas separator – the second section;
3. From exit of gas separator to the ESP inlet – the third section;
4. From pump outlet to the wellhead nozzle – the fourth section.

On the first section, VSL corresponds to approximately 0,21 m/s, VSG increases from 0,59 m/s to 0,64 m/s. Increased gas velocity may indicate minimal gas bubble slippage, which is important to consider when calculating PVT properties along the length of the well. In the first section, the bubble flow regime prevails.

In the second section, the phenomenon of natural separation occurs in the transition zone of the slot. Calculation of natural separation is a complicated and time-consuming process, which is presented in the next chapter. VSL corresponds to the value of 0,194 m/s, the sharp drop is due to the change in pipe diameter from 168 mm to 73 mm and the natural separation phenomenon. VSG corresponds to a value of 0,69 m/s, the peak value indicates the efficiency of the natural separation process. In the second section the bubble flow regime prevails.

The third section is characterized by lower gas content in the mixture, thus increasing density and decreasing velocity. In the third section the dispersed-bubble flow regime prevails. The velocities tend to the transition boundary from bubble mode to cork mode. At this section it is necessary to maintain this mode, and increase of flow rate up to the upper limit can lead to occurrence of slug mode of gas-liquid mixture flow, which will lead to possible supply stoppage or to serious degradation of pressure and flow characteristics of ESP. The flow regime on the third section directly influences the HODAS deposition rate in the pipes.

The fourth section affects the occurrence of disturbing influences, namely the temperature gradient. VSL slightly increases from 0,16 m/s to 0,2 m/s. VSG increases intensively from 0,2 m/s to 0,4 m/s.

The intensity of gas velocity increase and liquid velocity constancy indicates the presence of gas bubble slippage effect, the effect has an exceptional nature.

Along the length of the well, the bubble mode of gas-liquid mixture flow is maintained at a flow rate of 93 m³/day. For the water-oil mixture, a fine-dispersed mode of water-in-oil flow is assumed, which does not introduce a significant error in the calculation results.

For the investigated well, it is appropriate to use the following models:

1. Modified model of A.M. Ansari (J.G. Flores, M.G. Volkov);
2. E.F. Caetano;
3. Two-liquid hydrodynamic model of gas-saturated fluid flow in a vertical wellbore "Two-Phase Flow Model" by J. J. A., J. G. Flores, M. G. Volkov;
3. A. Boure;
4. Modification of a new model by R. Marquez;
5. The "drift-flux" model, A.M. Ansari;
6. D. Sun "TUALP", V. P. Maximova, I. T. Mishchenko, L. S. Kaplan, A. N. Kolmagorov, J. Costes and J. P. Couderc, E. R. Davies, M. Murakami and K. Minemura, R. Beltur, K. Pfeleiderer;
7. A.R. Hasan and C.S. Kabir, A.M. Ansari, Sh.K. Himatudinov and I.T. Mishchenko.

Calculation of changes in the coefficient of natural separation under steady-state flow conditions

Two models are used to determine the trend of the natural separation coefficient for a given well:

1. Simplified field model;
2. Mechanistic Marquez model;

Since bubble flow prevails in this section, it is necessary to first estimate the diameter of gas bubbles in the receiving slot area.

The diameter of the gas bubbles varies along the depth of the well as a function of changes in the gas phase velocity. In gas-liquid flow, gas bubble diameter varies

from 2 mm to 2,5 mm. When the flow rate increases to the upper limit of characteristics, there is a risk of gas-liquid mixture slugging, which in its turn leads to flow failure.

Thus, the diameter in the interval we need for calculations, namely in the receiving slot area, is known.

As input data for calculating the coefficient of natural separation of the well, geometric parameters of the well, the basic parameters of the well fluid, calculated on the basis of laboratory studies, as well as additional parameters derived from the history of well operation in a given period of time are used.

According to the Marquesas mechanistic model, to calculate the natural separation coefficient it is necessary to calculate the trajectory of gas bubbles in the direction "production string – intake slit cavity". For more accurate result, the reverse movement of fluid from the annular space (+ 2 m from the upper boundary of the receiving module) is taken into account. This reversibility effect is typical for increased production rates. Gas phase carried out of gas separator can partially get to the intake of the unit, which leads to degradation of gas separator efficiency.

The Marquez model is based on the mechanistic approach for calculation of the gas bubble trajectory in the annular space up to the receiving slot. The method consists in calculation of vertical and horizontal components.

Based on the calculated velocities VSL and VSG in the first target section, it is possible to assume the angles of deflection of the gas bubble flow lines and determine what percentage of the annular space is involved in the separation.

The graph shows the gas flow paths for a well operating at a flow rate of 93 m³/day. According to the results of calculation of trajectories, we can say that 60% of annular space is involved in the process of natural separation, the other 40% is not involved in the process, and the gas passing by the receiving slot enters the annular space. The effect of reverse separation in this case is so small that it can be disregarded in further calculations.

Let's consider comparison of Marquez methods, simplified and mechanistic models. It is known that the simplified model gives incorrect readings in the bubble

mode of gas-liquid mixture flow, because it does not provide either the flow mode or the trajectory of gas bubbles.

Separation coefficients are significantly different as the flow rate increases. As a check factor, the final flow rate of the well is calculated. According to the simplified model, the flow rate was 138 m³/day, when according to the simplified model the flow rate was 98 m³/day. The error in the first case is 48,3%, in the second – 5%.

In further studies it is recommended to use the modified mechanistic model of Marquez.

Comparison of dynamic calculation results with field data

To determine the correctness of the built model it is necessary to apply it in relation to the real well.

The considered well, according to the data, operates in the period from 27.10.2012 to 6.07.2014. From the presented period the interval of work, in which degradation of the unit is most clearly visible, is allocated. The interval is from 20.01.2013 to 6.07.2014. This interval includes the periods of prolonged operation of WSW, due to emergency shutdowns, as well as scheduled works. Duration of WSW work is 3 months and 2 weeks, during the year.

Watercut of the tested well varies from 0,1% to 5%, gas content is 500 m³/m³ at bottomhole conditions, saturation pressure is 21 atmospheres, intake temperature is about 60 °C, production string diameter is 168 mm, tubing string diameter is 73 mm, pressure at the boundary of fluid drainage area is 129 atmospheres.

Each model on its own, of course, perfectly copes with the set tasks separately, however, in order to apply them together, it is necessary to tie all data to phase velocities, that is dynamics is determined exactly by speed characteristics of gas-oil mixture.

The calculation results are presented as a function of time in seconds. The interval under consideration has a duration of 0-46224000 s.

Markes model for ESP can be applied in dynamics, it is possible to show the well operation in certain time period with its help, but the accepted assumptions do not allow to identify the character of disturbing influence, for this purpose it is necessary to connect models of physical and chemical properties of fluid (McCain, dynamic changes), model of pressure distribution along the wellbore (TUALP, Ansari, Sun, Drift flux), model of change of temperature gradient along the wellbore (Hasan, Kabir), hydrodynamic model of fluid flow into bottomhole zone (Dupuy) and model of wellbore nozzle. Some models have a mechanistic character, some have a heuristic character.

As initial parameters are considered: the coefficient of natural separation, with the percentage of effective diameter of the annulus space will constantly change; total gas separation and the share of gas in the pump. It should be taken into account that for the considered well, two manifestations of gas flow mode in gas-liquid mixture are possible, the first manifestation is the bubble flow mode, the second manifestation is the slug flow mode. Watercut, oil versus water and water versus oil are not considered globally in this problem because the water content varies within small limits.

The graph (Figure 1) shows the results of mathematical modeling of the gas separation process at the intake of the unit. On the basis of these data further calculations will be carried out. The total gas separation varies from 0,7 to 0,9, in the periods of uninterrupted operation. The average total separation coefficient for the period in question is 0,77. The liquid flow rate varies from 60 m³/d to 80 m³/d, we can assume that the natural separation patterns presented in the previous chapter are reliable. The natural separation coefficient varies from 0,5 to 0,7, and the fraction of gas in the pump averages 0,4-0,7 of the true gas content at the gas separator intake.

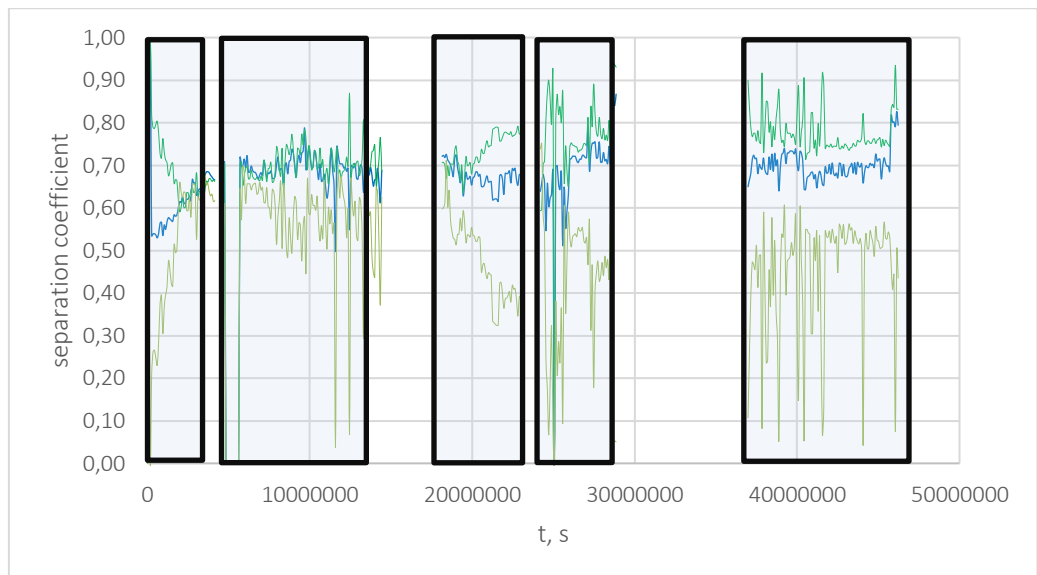


Figure 1 – Dynamic pattern of change in the total separation coefficient, natural separation coefficient and gas fraction in the pump (green – total gas separation factor; blue – well gas separation factor; gray – fraction of gas in the pump)

In some operating intervals, at unchanged flow rate, the fraction of gas in the pump decreased, then increased, which indicates that in these intervals the perturbing factors influence the deviation of real values from the model ones. To identify the disturbing factors, it is necessary to analyze the results of the full model.

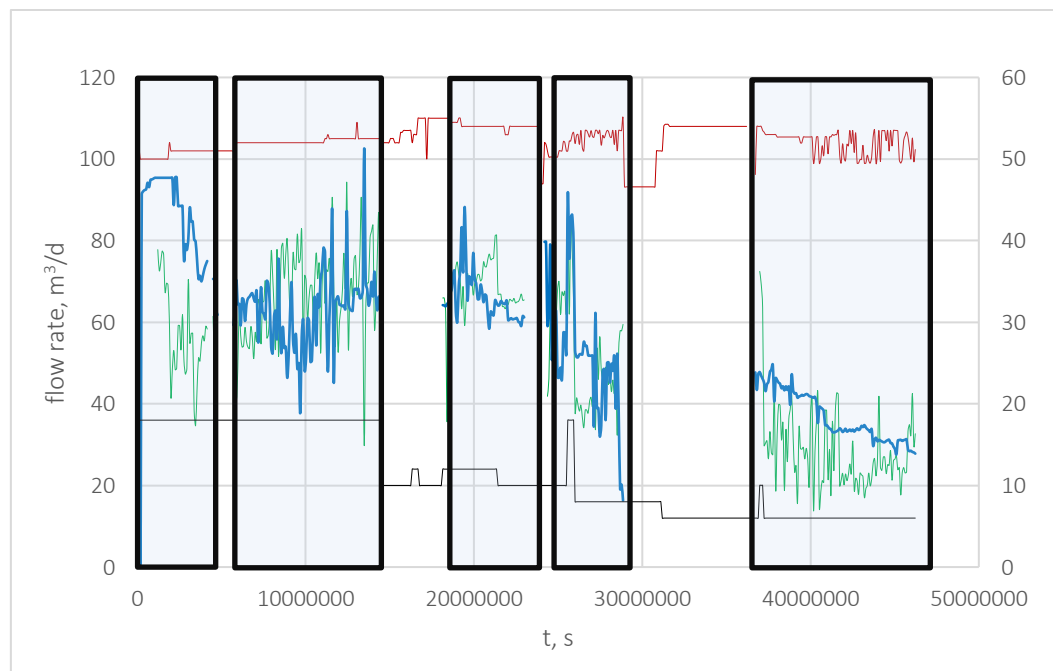


Figure 2 – Comparison of calculated fluid flow rates, according to the studied model, and actual fluid flow rates (green – estimated fluid flow; blue – actual fluid flow; red – operating frequency; black – choke)

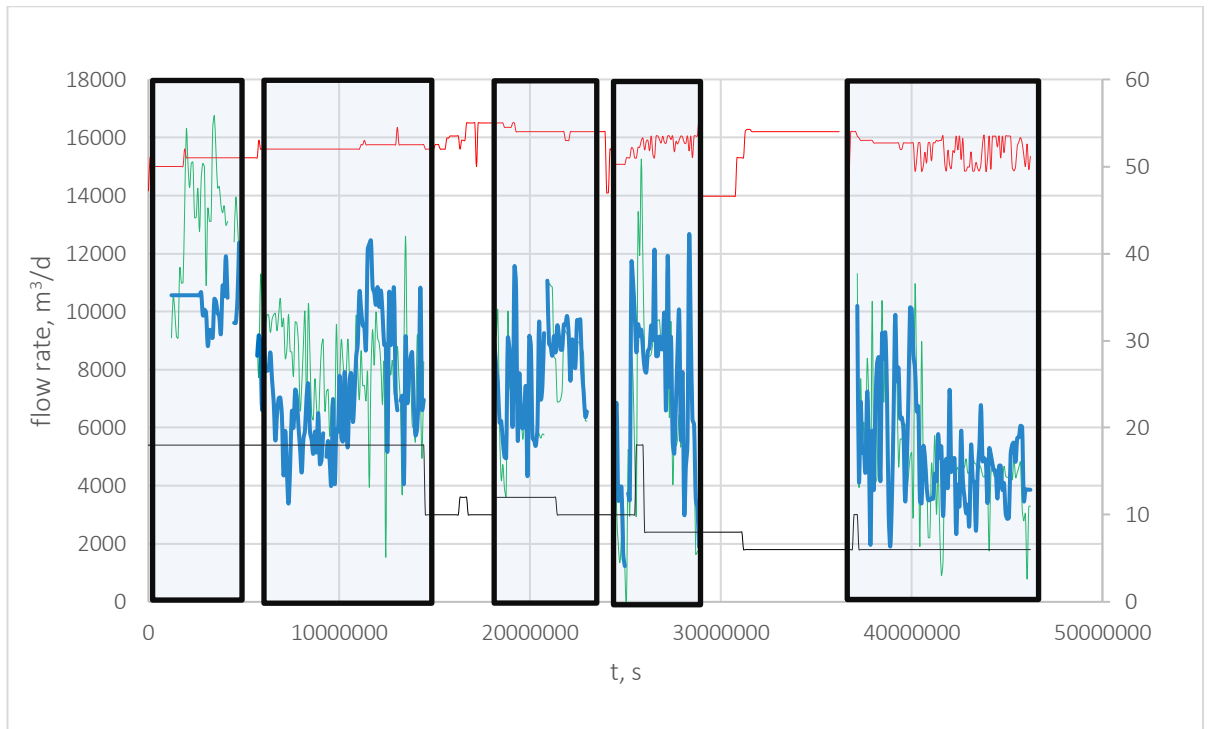


Figure 3 – Comparison of calculated gas flow rates, according to the studied model, and actual gas flow rates (green – estimated gas flow; blue – actual gas flow; red – operating frequency; black – choke)

For the convenience of analysis on the graphs are allocated five time intervals (from left to right).

In the initial considered time interval, according to the graphs in Figure 2, you can see that the actual flow rate of the liquid is much higher than the calculated flow rate, the error increases significantly. On the graph (Figure 3) comparing the actual gas flow rate with the calculated one, the opposite regularity is seen - the calculated gas flow rate is higher than the actual one. The total gas separation factor in this interval varies from 0.8 to 0.6, which is a bad tendency. As the ESP speed increases in the unit, the following occurs: the share of gas in the pump increases, even though the natural separation coefficient also increases, which means only that the unit does not have enough head to push the liquid column in the tubing. That is, there is a gradual overlapping of the tubing cross section above the critical point.

The reason is ARPD deposition in the area from the critical saturation point to the wellhead. Based on field records, during this period mechanical dewaxing of tubing has not been carried out for a long time. There were complications during pigging down to the depth of 500-800 m (in diameter of 52 mm), after the operation

the actual values do not correspond to the model values. This suggests that mechanical dewaxing did not completely eliminate the complication. According to the University of Tulsa model, the critical depth of ARPD formation is equal to 1497 meters from the bottomhole, and the time of complete overlap $t_{\min} = 3,5$ days, that is, the tubing treatment is not effective at the depth to 800 meters from the wellhead. The well was hot-treated by the field service, which allowed to return the flow rate to the model values.

In the second interval under consideration, namely after the well has entered the mode and hot treatment operation, at increased operating frequency and 18 mm choke value, some discrepancies are observed. The calculated gas flow rate is slightly higher than the actual one. Degradation of the pressure and flow characteristics is clearly visible. Deposition of ARPD and overlapping of the tubing section is excluded, as:

1. The condition of minimum time of overlapping is not fulfilled;
2. According to the acts, the field service increased the frequency of mechanical treatment and also the depth of running in was increased up to 1500 m from the bottomhole;

The reason of degradation is the effect of intensive slippage of gas phase relative to liquid phase, i.e. liquid flow rate decreases sharply and gas flow rate increases. The pressure distribution over the well corresponds to the Ansari model.

Having analyzed pressure distribution and velocity distribution along the wellbore in the second interval, we can say that velocity increases and approaches the boundary of transition process from bubble flow mode to cork flow mode, but transition does not occur, respectively, so gas yield increases. This phenomenon affects the NRH of the descent unit for the worse, with further entrainment of the operating frequency, there is a risk of complete transition from bubble mode to cork mode, which will lead to complete gassing of ESP stages, despite the efficiency of gas separator, which is observed on the graph.

As the frequency increases, the error also increases significantly. However, despite the fact that the transition has not happened, the pump stages are partially

already gassed, this is not visible on the graph, as the pump model has some simplifications. In this case, the Marquez model adopted to calculate the coefficient of total gas separation is not recommended for use, according to the model for the bubble mode of flow, the fraction of gas in the pump takes incorrect values. It is recommended to consider the slug mode of flow according to Zhang and Schmidt models instead of the bubble mode at gas and liquid velocities, which are close to the transient boundary. Consequently, the considered interval should be supplemented with parametric calculations of the transient process.

The third and fourth time intervals of the considered well, shows good results, that is, when the well was operated in the mode, regular mechanical treatment of tubing cavity was carried out and when the choke was pressed to the value of 12 mm, the mode of gas-liquid mixture flow moves away from the transition boundary, and the slippage effect is excluded, thus the model in these intervals is fully suitable for testing the accuracy of ESP unit operation.

Total separation equals 0,7-0,9, the share of gas at intake decreases to good values of 0,4-0,6 of the true gas content.

The fourth time interval is indicative and begins after a long downtime of the well, due to the performance of planned works by the workover crew. While lifting the tubing, there were detected intensive ARPD deposits at the depth of 1621 m from the bottomhole, which differs by 8,32 % from the value calculated according to the suggested model for 6 mm connector (1517 m from bottomhole).

The actual inlet pressure recorded by the thermo-monometric system fully correlates with the drift flux model.

Conclusions on the results of the study

Before speaking about the error of the integrated model for the well X of the X field, it is necessary to add some assumptions to the initial data:

1. as this model deals with part of global problem, namely determination of reliability of the main part of the modeling apparatus, an error of 10-15% is put in advance to the results of calculation, for additional disturbing influences, such as:

salt content in water phase, human factor, assumption about impossibility of gas movement from gas separator outlet to receiving slot due to downward liquid flow from annular space to receiving slot;

2. The bottom-hole zone and FES of the reservoir are completely isotropic.

From the abovementioned, the error margin of the model under consideration is 20%. Everything above 20% is considered as model deviation due to perturbing factor impact. At the first and second time sections, the error ranges from 20 to 40%, this deviation is due, as already described above, in the first section - overlapping of the tubing section of the ARPD, in the second section - a transient mode of the gas-liquid mixture flow. In the third and fourth sections, the model shows good results, that is, the accuracy of gas flow rate determination varies from zero to the accepted limit. The error of determination of liquid flow rate also has a threshold of 20%, however as in the first time interval the external disturbing influence prevails, the error is higher than the threshold, and already in the second site as there is intensive slippage of gas that by its character affects more on determination of gas flow rate than liquid, the error values are mostly in a satisfactory zone. The second and third time intervals are satisfactory (0 to 20 error). The fourth time interval, respectively, is a good result since 60% of the interval has an error of 0 to 10% - this is an excellent result considering the assumptions.

References

1. Alhanati, F. J. Bottomhole Gas Separation Efficiency in Electrical Submersible Pump Installation / F. J. Alhanati // Ph. D. Dissertation, The University of Tulsa, Oklahoma, 1993.
2. Marquez, R. Modeling Downhole Natural Separation / R. Marquez // Dissertation. The University of Tulsa. – 2004. – 187 p.
3. Vassenden, F. Why Didn't All the Wells at Smorbukk Scale in SPE 7th International Symposium on Oilfield Scale / F. Vassenden, O. Gustavsen, F. M. Nielsen, M. Rian, A. J. Haldoupis // Aberdeen, 2005.

4. Caetano, E. F. Upward Vertical Two-Phase Flow Through an Annulus / E. F. Caetano // PhD dissertation, The University of Tulsa, Oklahoma. – 1985.
5. Hasan, A. R. A Simplified Model for Oil Water Flow in Vertical and Deviated Wellbores / A. R. Hasan, C. S. Kabir // SPE Prod.& Fac. – 1999. – February. – pp. 56 – 62.
6. Zhang, H.Q. Unified Model for Gas-Liquid Pipe Flow via Slug Dynamics, Part 2: Model Validation / H. Q. Zhang, Q. Wang, C. Sarica, J. P. Brill // J. Energy Res. Technol. – 2003. – No. 25. – P. 274.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Карта используемых математических моделей

Таблица 1 – Карта используемых математических моделей

Карта используемых математических моделей		
	Использованная модель	Модификация использованной модели
Прогнозирование режима течения газожидкостной смеси (переходы).		
Дисперсно-пузырьковый режим в пузырьковый	Y. Taitel, J.O. Hinze	–
От пробкового режима течения к эмульсионному происходит	R.N. Chokshi	–
От кольцевого режима течения жидкости к пробковому путём	D. Barne	–
Математическое моделирование термобарических условий пузырькового течения газоводонефтяной смеси	E.F. Caetano, A.M. Ansari, T. Z. Harmathy.	N. Zuber, J. Hench, М.Г. Волков
Влияние водонефтяного проскальзывания фаз	A.M. Ansari	J.G. Flores, М.Г. Волков
Моделирование продольного градиента температуры при пузырьковом течении	A.R. Hasan и C.S. Kabir, A.M. Ansari, Ш.К. Гиматудинов и И.Т. Мищенко	J.G. Flores, N.D. Sylvester, W. Brotz
Прогнозирование условий и скорости отложения асфальтосмолопарафиновых веществ	Методика расчёта температуры парафинизации, разработанная сотрудниками ООО «РН-УфаНИПИнефть», Ш.К. Гиматудинов, И.Т. Мищенко	–
Двухжидкостная гидродинамическая модель течения газонасыщенной жидкости в вертикальном стволе скважины	«Two-Phase Flow Model», J. A. Boure	N. Zuber

Продолжение таблицы 1

Определение гидродинамического сопротивления пузырька газа	J.F. Richardson, W.N. Zaki	–
Модель неустановившегося пробкового режима течения газожидкостной смеси в насосно-компрессорных трубах скважин	H.-Q. Zhang, X.T. Chen, Z. Schmidt, R.S. Fernandes	R.N. Chokshi, J.O. Tengedal
Методы расчёта естественной сепарации газа в затрубном пространстве на входе в центробежный сепаратор	E. Sulc и E. Ditzl «TUALP», F.J. Alhanati, J.C. Serrano, A.F. Harun, X. Liu, П.Д. Ляпков, модификация новой модели R. Marquez	R. Marquez, М.Г. Волков
Гидродинамический метод прогнозирования деградации напорных характеристик электроцентробежных насосов	D. Sun «TUALP», В.П. Максимова, И.Т. Мищенко, Л.С. Каплан, А.Н. Колмагоров, J. Costes и J.P. Couderc, E.R. Davies, M. Murakami и K. Minemura, R. Beltur, K. Pfeleiderer	K. Pfeleiderer, D.M. Levins, М.Г. Волков
Двухфазная модель затрубного пространства скважины	Модель «drift-flux», А.М. Ansari	–
Математическое описание течения жидкости в НКТ	Модель «drift-flux», А.М. Ansari	–
Математическое описание ПЭД и ЭЦН	Г.И. Драчёв, формула Клосса.	–
Двухфазная модель гидродинамики газожидкостного течения в штуцере скважины	А.А. Pilehvari	–

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Исходные данные. Компонентный состав

Таблица 2 – Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти месторождения X (мольное содержание в %)

Наименование	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть
	Выделившийся газ	Нефть	Выделившийся газ	Нефть	
Углекислый газ	0,22		1,80		1,02
Азот + редкие	2,58		3,12		1,78
В т.ч. гелий			0,05		0,13
метан	65,72		71,20		41,55
этан	13,85		14,40		6,82
пропан	8,87		6,80		2,93
изобутан	1,54		0,7	0,14	0,44
н. бутан	3,47		1,4	0,72	1,45
изопентан	3,75		0,26	1,40	0,75
н. пентан			0,31	2,18	1,16
гексаны			5	5,42	2,44
гептаны			4	4,64	2,09
Остаток (высшие)			8	85,50	37,44
Молекулярная масса			1	197	100
Плотность газа, кг/м ³	1,043		0,917		
Плотность нефти, кг/м ³				836	733

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Исходные данные. Физико-химические свойства нефти

Таблица 3 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти Ярактинского горизонта Дулисьминского месторождения

Наименование	Диапазон изменения	Среднее значение	Вязкость динамическая при 20°С, мПа*с	5,1-8,8	7,4	
			Вязкость кинематическая при 20°С, мм ² /с	6,3-10,7	9,1	
Температура застывания, °С		-32				
Температура насыщения парафином, °С	100-123	111,5				
Массовое содержание, %	Серы	0,12-0,26				0,17
	Смол силикагелевых	3,96-5,48				4,88
	Асфальтенов	0,04-0,19				0,11
	Парафинов	1,14-1,67				1,37
	Золы	0,005-0,248				0,07
	Воды	0,00-0,25				0,07
	Мехпримесей	0,00-0,19				0,01
Температура плавления парафина, °С	48,0-58,0	53				
Объемный выход фракций, %	н.к. — 100°С	0,01-5,01	2,2			
	до 150°С	11,0-17,0	12,5			
	до 200°С	18,5-30,0	22,6			
	до 250°С	29,0-43,0	33,5			
	до 300°С	43,0-58,0	49,3			

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Исходные данные. Технологические показатели работы скважин

Таблица 4 – Технологические показатели работы скважин фонда ЭЦН

Показатели	Объект		
	min	max	среднее
Глубина спуска НКТ, м	2310	2732	2506
Дебит нефти + конденсат, т/сут	6	152	44
Дебит жидкости, м ³ /сут	7	194	55
Обводненность, %	0	56	4
Газовый фактор, м ³ /м ³	151	670	292
Динамический уровень, м	153	2530	1782
Забойное давление, МПа	5.5	17.1	10.2
Пластовое давление в зоне отбора, МПа	14.6	21.5	17.8
Коэф, подачи, д.ед.	0.4	1.2	0.7
Погружение под дин. уровень, м	121	2397	745
Депрессия на пласт, МПа	3.4	18.7	7.6
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут*атм	0.061	1.182	0.461

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Исходные данные

Таблица 5 – Исходные данные для расчета коэффициента естественной сепарации

Относительная плотность нефти, γ_o	0,82	
Относительная плотность воды, γ_w	1,3	
Относительная плотность газа, γ_g	0,8	
Газовый фактор, R_{sb}	300	m^3/m^3
Давление насыщения, $P_{b\ cal}$	21	атм
Пластовая температура, T_{res}	60	С
Объемный коэффициент нефти, $V_{ob\ cal}$	По корреляции	m^3/m^3
Вязкость нефти, $\mu_{ob\ cal}$	По корреляции	сП
Обводненность, f_w	По истории разработки	%
Газосодержание, R_p	Предварительно в ПЗП 600	m^3/m^3

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Исходные данные

Таблица 6 – Исходные данные для расчета распределения давления по стволу скважины

Диаметр эксплуатационной колонны, d_{cas}	168	мм
Диаметр приемного модуля, d_{intake}	73	мм
Давление на приеме, P_{intake}	45	атм
Температура пластовая, T_{intake}	60	°С
Предварительный дебит флюида, Q	90	м ³ /сут
Газосодержание, R_p	250	м ³ /м ³
Обводненность, f_w	0,2	%
Свободный дебит газа, $Q_{gas\ free}$	По корреляции	нм ³ /сут

ПРИЛОЖЕНИЕ И

Исходные данные

Таблица 7 – Исходные данные для расчета распределения давления по стволу скважины

Буферное давление, P_{buf}	51	атм
Давление на приеме, P_{int}	По корреляции	атм
Давление пластовое P_{wf}	42	атм
Начальная температура участка, T_0	60	°C
Средняя температура участка, T_1	51	°C
Глубина перфорации, H_{perf}	3000	м
Глубина до приемного модуля, H_{tub}	2563,98	м
Диаметр штуцера, d_{choke}	6, 8, 10, 12, 18	мм

ПРИЛОЖЕНИЕ К

Исходные данные

Таблица 8 – Компоновка УЭЦН

Наименование оборудования	Тип или обозначение	Примечание
Насос погружной Количество ступеней	60ЭЦН5-79-2400 394 шт.	6 м
Газосепаратор (приемный модуль)	ГДН5-250	1,2 м
Двигатель	ПЭДН63-117-19001230	–
ТМС	ТМСН-3 ТМСП-3	–
Гидрозащита	ПР92ДУ	–

ПРИЛОЖЕНИЕ Л

Исходные данные

Таблица 9 – Гидродинамические исходные данные

$P_{пл}$, атм	110
$P_{нас}$, атм	21
Нефтенасыщенная толщина, м	5,8
Проницаемость, мкм ²	0,166
Радиус скважины, м	0,1
Радиус контура питания, м	600
Плотность нефти, т/м ³	0,73