

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 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМ СБОРА И ПОДГОТОВКИ ВЫСОКООБВОДНЕННОЙ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276.8

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Петров Александр Евгеньевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Маланина Вероника Анатольевна	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ
21.03.01 Нефтегазовое дело
ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные

	технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

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 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Петров Александр Евгеньевич

Тема работы:

Совершенствование систем сбора и подготовки высокообводненной нефти на месторождениях Западной Сибири	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	<i>№118-20/с от 28.04.2023</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	19.06.2023
--	------------

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>Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.</p>
<p>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(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)</i></p>	<p>Обустройство систем сбора и транспорт продукции скважин . Методы разрушения водонефтяной эмульсии. Анализ существующих технологий. Особенности обустройства сбора и подготовки. Обзор существующих технологий транспорта жидкостей. Сравнительный анализ. Оптимизация систем сбора скважинной продукции за счет перевода установок подготовки нефти на безрезервуарную подготовку. Совершенствование сбора скважинной продукции за счет использования оборудования.</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Маланина Вероника Анатольевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.04.2023
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			29.04.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Петров Александр Евгеньевич		29.04.2023

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 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
3-2Б8Г2	Петров Александр Евгеньевич

Тема работы:

Совершенствование систем сбора и подготовки высокообводненной нефти на месторождениях Западной Сибири

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	19.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
08.05.2023	Особенности гидратообразования в геолого- промысловых условиях разработки и эксплуатации газоконденсатных месторождений	30
21.05.2023	Технологические решения по увеличению пропускной способности в условиях гидратообразования на месторождении X	30
1.06.2023	Применение комплекса мероприятий для эффективной эксплуатации линейных сооружений в условиях гидратообразования	20
9.06.2023	Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
17.06.2023	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			29.04.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г-М.Н		29.04.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Петров Александр Евгеньевич		29.04.2023

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 106 страниц, 16 рисунков, 13 таблиц, 40 источников.

Ключевые слова: системы подготовки и сбора нефти, высокообводненная нефть, эмульсии, агрегат для разделения водонефтяной эмульсии, деэмульгатор, обессоливание, обезвоживание, агрегат,

Объектом исследования являются системы сбора и подготовки высокообводненных нефтей месторождений Западной Сибири.

Цель работы – проанализировать технологических процессов для совершенствования систем сбора и подготовки высокообводненных нефтей на месторождениях Западной Сибири.

В процессе работы проводились исследования систем сбора и подготовки высокообводненных нефтей на месторождениях Западной Сибири и особенности установок сбора и подготовки на различных месторождениях.

В результате исследования был модернизирован агрегат для разделения водонефтяной эмульсии – предложено использовать концевые делители фаз трубных вместо обычных отстойников.

Достигнутые технико-эксплуатационные показатели: повышение эффективности обезвоживания нефти за счет улучшения условий разделения фаз.

Применение концевых делителей трубных фаз имеет высокую экономическую эффективность за счет уменьшения габаритов технологического оборудования, а также за счет низкой стоимости оборудования.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	11
1 Обустройство систем сбора месторождений и транспорт продукции скважин	13
1.1 Методы разрушения водонефтяных эмульсий	13
1.2 Анализ существующих технологических схем систем сбора и внутрипромыслового транспорта продукции скважин	18
1.3 Особенности обустройства систем сбора и подготовки высокообводненных нефтей месторождений Западной Сибири	26
1.4 Обзор существующих технологий транспорта многофазных жидкостей	28
Вывод по разделу	32
2 Сравнительный анализ совершенствования технологического процесса систем сбора и подготовки высокообводненных нефтей на месторождениях Западной Сибири	34
2.1 Оптимизации системы сбора скважинной продукции за счет перевода установок подготовки нефти на безрезервуарную подготовку	34
2.2 Совершенствование системы сбора скважинной продукции за счет использования оборудования ООО НПП «Контэкс»	38
Выводы по разделу	48
3 Оптимизация конструкции и технологических режимов агрегата для разделения водонефтяной эмульсии при подготовке нефти на промыслах.	50
Выводы по разделу	58
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	60
4.1 Аннотация предлагаемого мероприятия	60
4.2 SWOT – анализ предлагаемого мероприятия	61
4.3 Обоснование экономической эффективности технической разработки	62
4.3.1 Расчет материальных затрат	63
4.3.2 Основная заработная плата исполнителей работы	64
4.3.3 Дополнительная заработная плата исполнителей работы	65

4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды	66
4.3.5 Расходы на амортизацию оборудования, обслуживание установки и охрану труда	66
4.3.6 Накладные расходы	67
4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	68
5 Социальная ответственность	72
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации	72
5.2 Производственная безопасность при эксплуатации	75
5.2.1 Меры по обеспечению охраны труда и техники безопасности	75
5.2.2 Вредные факторы	81
5.2.3 Опасные факторы	84
5.3 Экологическая безопасность при эксплуатации	90
5.3.1 Анализ воздействия на литосферу	90
5.3.2 Анализ воздействия на атмосферу	91
5.3.3 Безопасность при эксплуатации	92
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	97
5.4.1 Анализ вероятных ЧС на месторождениях	97
5.4.2 Мероприятия по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС	97
5.4.3 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	98
5.4.4 Специальные правовые нормы трудового законодательства	99
Заключение	100
Список использованных источников	102

ВВЕДЕНИЕ

Россия является одной из ведущих стран-производителей нефти и газа в мире. Перспективы дальнейшего развития отрасли связаны с освоением нефтегазовых месторождений в Сибири, в Арктике и на Крайнем Севере. При этом разработка таких месторождений ведется в сложных географических и климатических условиях. Эксплуатируемые месторождения предъявляют особые требования к обеспечению безопасности всех объектов, входящих в технологическую инфраструктуру, и к проявлению человеческого фактора во время проверки состояния технических и природных объектов.

Поздний этап разработки, на котором в настоящее время находится основная часть газовых и нефтяных месторождений Западной Сибири, привел к увеличению осложнений, связанных с образованием многофазных эмульсий, образованием АСПО, а также отложений неорганических солей.

Увеличение количества скважинной жидкости, представляющей собой многофазную эмульсию, от отдельного продуктивного пласта к устью самой скважины обусловлено возникновением изменений температуры, давления и расхода. Нефтегазовая смесь представляет собой сложный конгломерат, который превратился в эмульсию из-за высокой турбулентности в колонне НКТ и содержит раствор тяжелых гетероорганических соединений в газе и нефти, механические примеси и минеральные соли в воде.

По ГОСТ Р 51858-2020 нефть относится к категории кондиционных, когда в ней не больше 0,5 - 1,0% воды и не больше 100-900 мг/л хлоридных солей. Так как есть и иные показатели, нефть необходимо подвергать особой обработке перед подачей в магистраль.

Актуальность темы обусловлена тем из-за постоянных изменений объемов добычи жидкости и состава стратифицированных жидкостей понадобится постоянный мониторинг и проведение анализа эффективности системы осуществления подготовки и сбора скважинной продукции.

Объектом исследования являются системы сбора и подготовки высокообводненных нефтей месторождений Западной Сибири.

Целью работы является проанализировать технологических процессов для совершенствования систем сбора и подготовки высокообводненных нефтей на месторождениях Западной Сибири.

Чтобы выполнить поставленную цель, следует решить такие задачи:

- произвести анализ систем сбора и подготовки высокообводненных нефтей месторождений Западной Сибири.
- исследовать технологии оптимизации систем сбора скважинной продукции с помощью перевода установок выполнения подготовки нефти на современное оборудование отечественных и зарубежных производителей.
- исследовать возможности изменения элементов в технологической схеме процесса систем сбора скважинной продукции.
- предложить мероприятия по модернизации агрегата для разделения водонефтяной эмульсии.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе применены следующие сокращения

АСПО-асфальтосмолопарафиновые отложения

УПН-установка подготовки нефти

ДЭ- деэмульгатор

ЭЦН-электроприводной центробежный насос

ГЗУ-групповая замерная установка

ДНС-дожимная насосная станция

КСП-комплексный пункт сбора

ЦТП-центральные тепловые пункты

УПОГ-установка предварительного отбора газа

НГС-нефтегазовый сепаратор

РВС-резервуар вертикальный стальной

КНС-кустовая насосная станция

ППД-поддержка пластового давления

НПЗ-нефтеперерабатывающий завод

ЦПС-центральный пункт сбора

УПД-устройство подачи деэмульгатора

ВЧ-взвешенные частицы

ЦТП-центральный товарный парк

КДФТ-концевой делитель фаз трубный

АГОВ-аппарат глубокой очистки воды

1 Обустройство систем сбора месторождений и транспорт продукции скважин

1.1 Методы разрушения водонефтяных эмульсий

Во время проведения разных технологических операций в рамках нефтегазовой промышленности при обработке высокообводненных нефтей одной из ключевых задач является разрушение водонефтяных эмульсий [18].

Многофазные жидкости, поступающие на УПН, должны быть подготовлены к расслаиванию. Расслоение многофазных эмульсий обеспечивает разрушение дисперсных фаз на поверхности капель жидкости.

Существует четыре различные категории методов, используемых для аннигиляции нефтяных эмульсий, включая химические, термические, механические и электрические подходы. Существует ряд инструментов для разделения многофазных водонефтяных эмульсий, которые используют различные силы, такие как гравитация или гидродинамическое давление. Примерами некоторых из этих инструментов являются седиментационные устройства, центрифуги, фильтры и мембраны для разделения фаз [22]. В отличие от этого, химические методы используют деэмульгаторы (ДЭ), которые действуют как поверхностно-активные вещества, превышающие возможности природных эмульгаторов.

Первый механизм деэмульгации требует того, чтобы деэмульгатор обладал высокой поверхностной. Согласно второму механизму, эмульгирующее поверхностно-активное вещество должно растворяться в фазе, оказывающейся противоположной фазе эмульгатора. При этом поверхность должна изогнуться по направлению, оказываемому противоположным направлением самого эмульгатора эмульгатора [11].

Деэмульгаторы делятся на два типа: ионизированные и неионизированные. Первые диссоциируют на ионы в растворе, вторые - нет. Все деэмульгаторы характеризуются опасными свойствами, такими как токсичность, воспламеняемость и взрывоопасность. Эти свойства обуславливают необходимость соблюдения особых мер безопасности при

подготовке нефти для последующей закачки в магистральные трубопроводы.

В России доступны водорастворимые антидепрессанты, такие как проксанол и проксамин, а также маслорастворимый вариант дипроксамина. Среди предлагаемых на российском рынке веществ иностранного производства - водорастворимые препараты Диссолван-44 и R-11 (из Японии) и маслорастворимые - Диссолван-4490, Сепарол-5084, Виско-3, Серво-5348, Дуфакс.

На физико-химический процесс деэмульгирования водонефтяных эмульсий влияют различные параметры, такие как состав компонентов, а также свойства защитных покрытий, полученных из природных стабилизаторов, присутствующих в обрабатываемых эмульсиях. Другие влияющие факторы включают тип и коллоидно-химические свойства вводимого деэмульгатора, а также уровень его удельного расхода. Эффективность этого процесса также повышается за счет интенсивности, продолжительности и температуры процесса перемешивания, как указывает [20].

Оптимальная процедура обезвоживания определяется несколькими параметрами, включая интенсивность и продолжительность перемешивания потока эмульсии при введении деэмульгатора, температуру, физико-химические свойства нефти и воды, концентрацию реагента в растворе, тип растворителя, а также другие аспекты, влияющие на эффективность обезвоживания.

Оптимально подобранное сочетание всех рассмотренных характеристик, в том числе качеств воды, масел и деэмульгаторов, позволяет осуществлять процесс обезвоживания наиболее полным образом при меньших затратах.

Влияние температуры относится к эмульсиям, которые стабилизируются эмульгаторами, содержащими легкоплавкие парафины.

Для оптимизации взаимодействия эмульсии и деэмульгатора при использовании водорастворимых деэмульгаторов одной из стратегий является

снижение уровня концентрации активного раствора.

На основании индекса растворимости деэмульгаторы делятся на три различные группы. К ним относятся водорастворимые типы с содержанием фенолов более 9, деэмульгаторы, растворимые как в воде, так и в масле, с содержанием фенолов в диапазоне от 6 до 9, и, наконец, маслорастворимые деэмульгаторы с содержанием фенолов до 6.

Методы разрушения эмульсий включают механические процедуры, такие как осаждение, центрифугирование и фильтрация. Осаждение подходит для нестабильных эмульсий, которые могут легко разделяться в силу разной плотности их масляных и водных компонентов. Существует множество применений процедуры осаждения, включая обезвоживание и обессоливание нефти, очистку воды от побочных продуктов ржавчины, выделение газа из жидкостей, отделение кремниевых соединений и других загрязнений. Критическим параметром, оказывающим сильное влияние на скорость процесса разделения, является сила тяжести.

Метод термохимического разделения с нагреванием и добавлением деэмульгатора нашел наиболее широкое применение в практике отечественного нефтедобычи при обезвоживании нефтепродуктов.

В таблице 1.1 показано, как капли остаются во взвешенном состоянии в течение длительного времени под воздействием гравитационных сил. Электростатические поля воздействуют на капли воды, которые становятся поляризованными и располагаются вдоль силовых линий, заставляя их двигаться в заданных направлениях. При применении переменного электрического поля движение капель постоянно меняет направление, в результате чего капли теряют свою округлую форму и приобретают эллиптический вид. Когда капли приближаются друг к другу, под воздействием электрического поля раскрываются межмолекулярные силы огромной силы.

Таблица 1.1 – Сравнительная характеристика процесса разделения эмульсии

Радиус капли воды, мкм	Время оседания капли при естественном отстое	Время оседания капли в электрическом поле
1	38 суток	2 часа
10	10 часов	45 минут
20	2,5 часа	15 минут

Гравитационные силы действуют на частицы и связывают их, заставляя их сливаться, увеличиваться в размерах и падать после разрушения защитных адсорбционных слоев капель воды. Согласно формуле Стокса, повышение температуры приводит к уменьшению вязкости дисперсной фазы, вызывая снижение сопротивления осаждению частиц, что в конечном итоге влияет на уровень дегидратации, вызываемой электрическим полем. Кроме того, электронная проводимость усиливается с ростом температуры, нарушая электронику и рост давления пара в эмульсии. Поэтому внедрение устройств высокого давления, оптимизированных для процесса дегидратации, имеет решающее значение.

Благодаря тому, что смолы и асфальтены, являющиеся основой бронирующей оболочки, оказываются полярными веществами, можно использовать резонансное воздействие электромагнитных полей с полярными компонентами масел для эффективного разрушения высокостойких водонефтяных эмульсий.

Для достижения высокой степени обессоливания в электрических опреснителях термохимические процессы сочетаются с электроустановками. На водонефтяную эмульсию влияют не только нагрев и электрическое поле, но также добавление деэмульгатора и сила тяжести [14].

Метод гравитационного осаждения нашел широкое применение при обезвоживании нефтяных эмульсий с низкой стойкостью в полевых условиях, поскольку он является наиболее простым в технологическом аспекте реализации. После смешивания деэмульгатора с эмульсией «вода в масле» ее переносят в резервуары и выдерживают в инкубаторе более 48 часов. В

течение этого периода происходит постепенное накопление капель воды, в результате чего под действием силы тяжести осаждаются более крупные капли, образуя отчетливый и прозрачный водный слой.

Несмотря на наличие гравитационных методов, они имеют низкую производительность и не обладают достаточным потенциалом для обработки стабильных эмульсий, как подробно описано в [16]. В сравнении с этим, использование методов горячего отстаивания, при которых температура водонефтяной эмульсии повышается на 50-70°C или более, значительно более эффективно. Этот метод ускоряет быструю коагуляцию капель воды и последующее обезвоживание водонефтяных эмульсий, как описано в [13]. Однако короткие сроки и ограниченная эффективность гравитационных методов остаются одними из основных недостатков.

Этот метод применяется в основном для эмульсий, сильно насыщенных водой, или для нефти с высокой газонасыщенностью. Дегазация эмульсии повышает уровень турбулентности потока, что приводит к разрушению капель воды и препятствует образованию устойчивого адсорбционного слоя. Сравнительная таблица, отражающая эффективность и производительность различных методов разрушения нефтяных и водных эмульсий, рассмотренных выше, приведена в таблице 1.2.

Таблица 1.2 - Сравнение методов разрушения водонефтяных эмульсий

Стадия процесса	Характеристика стадии	Последовательность значимости методов	
		По эффективности воздействия	По технологичности
I	Разрушение бронирующих оболочек	Химические реагенты	Химические реагенты
		Нагрев	Перемешивание
		Электрические поля	Нагрев
		Перемешивание	Электрические поля
		Электромагнитные поля	Электромагнитные поля
II	Укрупнение капель	Электрические поля	Гидродинамические эффекты
		Коалесцирующие	Промывка в слое воды
		Гидродинамические эффекты	Электрические поля

		Ультразвук	Коалесцирующие
		Промывка в слое воды	Ультразвук
		Флокулянты	Флокулянты
		Магнитное поле	Магнитное поле
III	Разделение Фаз	Центрифугирование	Отстаивание
		Отстаивание	Центрифугирование
		Флотация	Электростатические поля
		Электростатические	Флотация

1.2 Анализ существующих технологических схем систем сбора и внутрипромыслового транспорта продукции скважин

Как показано на рисунке 1.1, перед тем как сырая нефть может быть впоследствии подана в первичную трубопроводную сеть, необходимо выполнить несколько подготовительных операций. Эти процедуры обычно включают удаление легких нефтяных газов, растворенных или свободных в растворе, удаление воды из нефти с помощью процессов обезвоживания, извлечение любых растворенных солей, присутствующих в нефтяном растворе, и отделение любых механических загрязнений, обнаруженных в растворе.

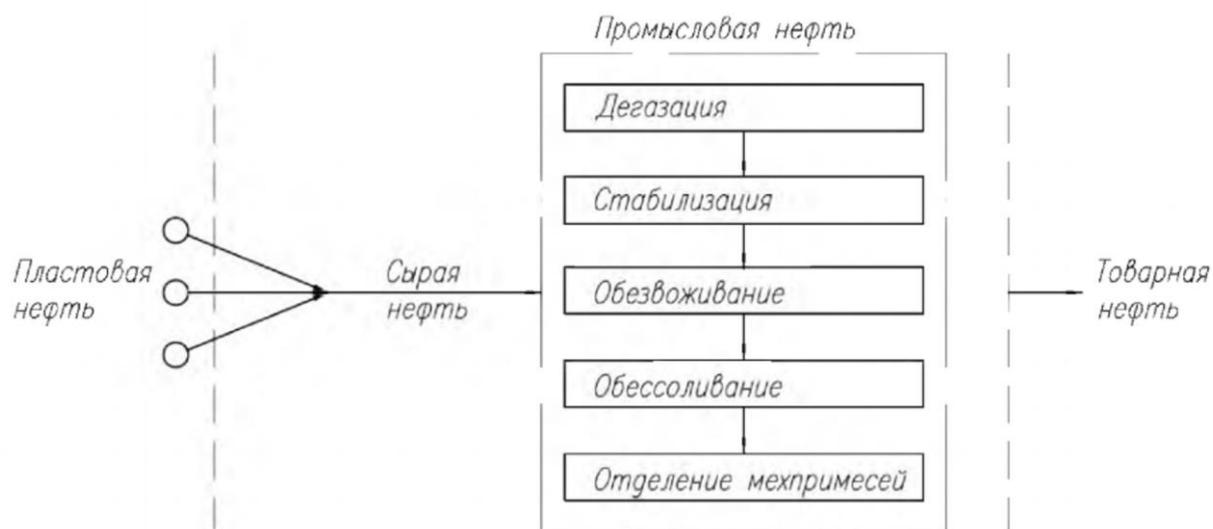


Рисунок 1.1 – Процессы подготовки нефти

Сепарация

Разделение нефти и газа начинается, когда давление многофазной эмульсии падает ниже предела давления насыщения. Этот метод секвестрации

сначала начинается на месторождении и в конечном итоге проходит через ствол скважины, монтажные трубопроводы и добывающее оборудование. По мере снижения давления в ходе этого процесса высвобожденный газ движется вниз либо в пласт скважины, либо вверх к устью скважины. Сепарационное оборудование может использоваться для отделения газа от нефти с частичной дегидратацией или без нее, или с применением последовательных методов разделения газа, нефти и пластовой воды. Факторы температуры и давления существенно влияют на процесс сепарации, поэтому регулировка этих параметров помогает создать оптимальные условия для повышения эффективности процесса разделения газа и нефти.

Как правило, сепарация газа и нефти состоит из нескольких этапов. Первоначально нефтегазовая смесь добывается через скважины высокого давления и затем подвергается первой стадии сепарации. На этом начальном этапе большая часть газа отделяется от смеси, а на последующих этапах происходит отделение нефти при среднем и низком давлении до полной дегазации. На эффективность добычи сырой нефти, а также утилизации газа влияют такие факторы, как выбранная схема сепарации, термобарические условия и количество стадий, участвующих в разделении нефти и газа [19].

При учете эффективного отделения газа от нефти необходимо учитывать количество ступеней и давление, необходимое для разделения - в зависимости от размещения сепарационных установок. При этом учитываются следующие факторы:

- энергетическая емкость нефтяных месторождений;
- физические и химические характеристики очищенной нефти;
- технологический план последующей переработки и транспортировки нефти, а также нефтяного газа - к точкам пересечения [19].

Месторождения, содержащие легкую нефть с высокой начальной концентрацией газа, могут значительно выиграть от оптимизации давления на начальном этапе сепарации. Если для переработки нефти до желаемого уровня качества необходимо провести дегазацию, то приступают к вакуумной

сепарации - процесс переработки проводится в вакууме. Альтернативным вариантом является «горячая сепарация», при которой нефть нагревается в течение всего процесса дегазации.

Отделение воды и газа от нефти имеет несколько функций, например, использование газа для производства нефтяного газа, где газ выступает в качестве топлива и углеводородного сырья. Она также помогает сдерживать накопление потока нефти и газа для уменьшения гидравлического сопротивления и регулировать развитие пены, вызванное образованием пузырьков, снижая ее воздействие на пенообразование. Кроме того, он снижает колебания давления в трубопроводах во время передачи нефти от первичных сепараторов к установке переработки нефти.

Несоответствие газонефтяных смесей с пробкообразной структурой, проходящих через формы переменных затворов, особенно подчеркивает это понятие. Классификация сепараторов основана на нескольких признаках, включая пространственную ориентацию, основную функцию, физическую конфигурацию, рабочее давление, начальную производительность, цели процесса, первый и конечный момент разделения, разделение интегрального потока и сегрегацию газа перед пробой.

Обезвоживание

На этапе добычи нефти отделение газа от нефти и удаление неассоциированной воды из эмульсии являются частью начального процесса сепарации. Основная цель обезвоживания нефти на месте добычи обусловлена высокими затратами на ее транспортировку. Из-за большого количества воды и нефти, требующих перекачки, а также присутствия воды в нефти, расслаивающей жидкости, расходы на транспортировку воды и нефти значительно выше. Кроме того, вязкость водонефтяной эмульсии превышает вязкость чистой нефти. Приблизительно, увеличение содержания воды в нефти на 1% может привести к росту транспортных расходов в среднем на 3-5% на одну операцию.

Помимо предотвращения повторного диспергирования в нефтепромысловых системах, сепарация свободной воды также стабилизирует вспомогательные эмульсии, сдерживает коррозию трубопроводов и оборудования, повышает производительность ЭЦН и минимизирует нагрузку на очистные сооружения, сепараторы, насосы и нагреватели. При заметном присутствии воды в нефтегазовых смесях эмульсии обычно подвергаются некоторой степени нестабильности и расслоению. На всех этапах производства, где вода существует отдельно, не связываясь с нефтью или другими элементами, необходимо точно отделять воду, так как в нефти может присутствовать вода.

Существенным аспектом переработки пластовых флюидов является предварительное извлечение воды. В рамках технологической последовательности переработки нефти можно выделить альтернативные методы предварительного сброса воды, которые различаются в зависимости от места, где происходит это действие. К ним относятся контурная вентиляция, центральная вентиляция, осуществляемая в установках предварительного сброса, дожимные насосные станции, обеспечивающие повышение давления, в отстойниках и перед дожимной насосной станцией.

Избыточное давление способствует отбору воды на дожимных насосных станциях, что позволяет подавать газонасыщенную нефть на перерабатывающие установки, а также на вторую стадию процесса сепарации. Для предварительного обезвоживания применяются такие методы отстаивания, как горячее отстаивание нефти, гравитационное отстаивание нефти и термохимические методы.

Гравитационное отстаивание, как правило, является наиболее доступной схемой для интеграции - резервуары заполняются пластовым флюидом и выдерживаются не менее 48 часов. Капли воды появляются под действием силы тяжести, при этом более значительные и плотные капли воды оседают у основания, объединяясь в слой воды под нефтью. Холодная сушка масла является недостаточным методом, поскольку она не дает желаемого

результата. Для облегчения коагуляции капель воды в эмульсии применяется метод осаждения горячей воды из масла путем предварительного нагрева масла до температуры от 45 °С до 70 °С.

Это облегчает процесс коагуляции капель воды в эмульсии. Однако низкая эффективность методов гравитационной сушки может быть потенциальным недостатком.

Из всех имеющихся подходов наиболее эффективным является термохимический механизм, включающий добавление деэмульгаторов и нагревание нефтяных эмульсий. Поддерживая уровни от 5-10 до 50-60 граммов на 1 тонну пластовой жидкости, вводят в эмульсию в минимальных количествах. Примерное процентное содержание активного вещества в эмульсии оценивается примерно в 1-2 мас.%. Внешние насосы подают нефть, предварительно частично обезвоженную (с содержанием воды до 10%), и концентрированный реагент в смесительный блок, где образуется эмульсия нефть-реагент. ОЭ интегрируется через входные трубы дожимной насосной станции и систему предварительного отвода воды перед первой ступенью сепарации.

На границе раздела фаз вода-нефть происходит адсорбция деэмульгатора. Находящиеся в жидкости природные эмульгаторы с низкой концентрацией ПАВ уязвимы для вытеснения или замещения. Поскольку созданная естественным образом пленка капель воды непрочна, это приводит к слиянию более мелких капель в коалесцентные образования, способствующие оседанию капель на дно водоема.

При термохимическом обезвоживании повышение температуры нефти снижает ее вязкость, тем самым ускоряя процесс коалесценции капель воды, что повышает эффективность процесса.

Обессоливание

Отложения неорганических солей являются серьезным препятствием для транспортировки нефти в пределах месторождения и извлечения

продукции из скважин. Существуют редкие чистые месторождения углекислых и сульфатных солей. Тем не менее, большинство месторождений обычно состоит из следующих соединений: CaCO_3 (карбонат кальция), BaSO_4 (сульфат бария), сульфат кальция (ангидрит CaSO_4 и гипс $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$). Также есть разные примеси (SrSO_4 - сульфат стронция, BaCO_3 - карбонат бария, SrCO_3 - карбонат стронция, MgCO_3 - карбонат магния, NaCl – хлорид натрия, RaSO_4 – сульфат радия, продукция коррозии (сульфид магния, оксиды железа Fe_2O_3 , железо Fe_3S_4), разнообразные механические примеси, а также примеси иных солей.

Приблизительно 80-90% общей солености состоит из хлорированных солей, содержащихся в воде. Ионы растворенных солей, содержащиеся в стратифицированной воде, включают ионы микроэлементов, коллоидные частицы, нефтяные кислоты и их соли. Степень интенсивности осаждения определяется конфигурацией группы солей. Существует три основных типа отложений:

- гипсосульфидоуглеводородные ($\text{CaSO}_4 + \text{FeS} + \text{АСПО}$);
- гипсоуглеводородные ($\text{CaSO}_4 + \text{АСПО}$);
- карбонатносульфидоуглеводородные ($\text{CaCO}_3 + \text{FeS} + \text{АСПО}$).

Образование осадка сравнительно менее интенсивно для первого типа отложений по сравнению со вторым. В свою очередь, показатели остатков второй группы ниже, если сравнивать с третьим типом. [15].

Кристаллические структуры обычно образуются в большинстве отложений. Процедура кристаллизации соли состоит из следующих основных этапов: пересыщение соли в растворе, зарождение, рост кристаллов и перекристаллизация. Эти этапы могут происходить как последовательно, так и одновременно.

Тем не менее, ни один из традиционных методов осушения нефти, обычно применяемых в данной области, не обеспечивает возможности выделения остаточной воды из нефти, когда остаточное содержание хлористых солей падает ниже 0,1%. При таких уровнях влажности содержание

хлористых солей может составлять 100-900 мг/л. Следовательно, после фазы глубокого обезвоживания при добыче сырой нефти с относительно высокоминерализованной стратифицированной водой возникает необходимость в дополнительном процессе - опреснении.

Для обессоливания масла оно подвергается промывке чистой водой. Обычно в процессе промывки расходуется от 3-5% до 10-15% воды. Чтобы сделать опреснение нефти целесообразным, ограничив непомерно высокую стоимость пресной воды, использование воды должно быть минимальным. Процесс обессоливания нефти и использование пресной воды в первую очередь зависят от применяемой технологии смешивания, что, в свою очередь, требует использования специализированного оборудования для смешивания.

Чтобы нефть могла успешно опресняться, необходимо создать условия, при которых каждая небольшая капля воды сливается с более крупными каплями промывочной воды и оседает на дне устройства для удаления сточных вод. Для осуществления процесса опреснения было предложено включить между оборудованием для обезвоживания и опреснения отдельные трубопроводы, а также смеситель капель с гидродинамическими движениями.

Процесс очистки нефти от твердых неорганических загрязнителей и кристаллических солей еще не до конца изучен, что может привести к образованию кристаллических солей в товарной и сырой нефти. На начальной или докристаллизационной стадии, если эмульсия «вода в масле» срывается, в ней образуются крошечные, отдельные капельки воды, измеряемые в основном микронами, вызывая осаждение соли на стенках трубы. Кристаллы соли оседают на капельках воды, разбиваясь о стенки природных стабилизаторов, и направляют поток нефти и воды к отверстию скважины.

При нагреве нефти в печах или теплообменниках заметной особенностью процесса обработки является значительное накопление солей и кокса на теплообменных поверхностях, особенно при использовании объемных блочных нагревателей. Проблема получения эмульсионных масел может быть решена путем тщательного обезвоживания сырой нефти на стадии

предварительного слива. Для этого необходимо подавать в нагревательные установки, предпочтительно трубчатые, сырую нефть с остаточным содержанием воды не более 1-3%. Несколько переменных, таких как выбор подходящего деэмульгатора, определение оптимальной точки входа, поддержание надлежащей температуры сырой нефти на стадии предварительного обезвоживания и увеличение продолжительности работы установки предварительного обезвоживания нефти, могут способствовать достижению желаемого результата.

Помимо капель воды, образующихся в результате ее образования, в водонефтяной эмульсии также присутствуют кристаллы соли микрометрового размера. Эти кристаллы соли, пропитываясь нефтью, покрываются непроницаемой оболочкой, что делает невозможным их удаление с помощью методов опреснения, использующих пресную воду. Процесс опреснения еще больше осложняется нагреванием, поскольку оно укрепляет слои кристаллов соли. [28]

Простое снижение обезвоживания нефти до 0,5% недостаточно для ограничения содержания хлоридов до менее 100 мг/л из-за повышенной минерализации пластовой воды. Поэтому удаление солей осуществляется путем использования пресной воды на ВВП до тех пор, пока не будет достигнуто требуемое содержание хлоридов. Для получения товарной нефти, соответствующей требованиям стандартов, необходимо снизить содержание хлоридов в пластовой воде. Для этого можно использовать пресную воду для разбавления пластовой воды и снижения концентрации хлоридов в объеме воды, предназначенном для обработки.

Использование насыщенной кислородом пресной воды и богатой бикарбонатами пресной воды в технике опреснения нефти приводит к сложному процессу, поскольку она окисляет сероводород в серу и вызывает образование миниатюрных твердых частиц карбоната кальция. Накипь образуется при использовании жесткой водопроводной воды в паровом котле, что крайне важно для опреснения углеродистой нефти, требующей высоких

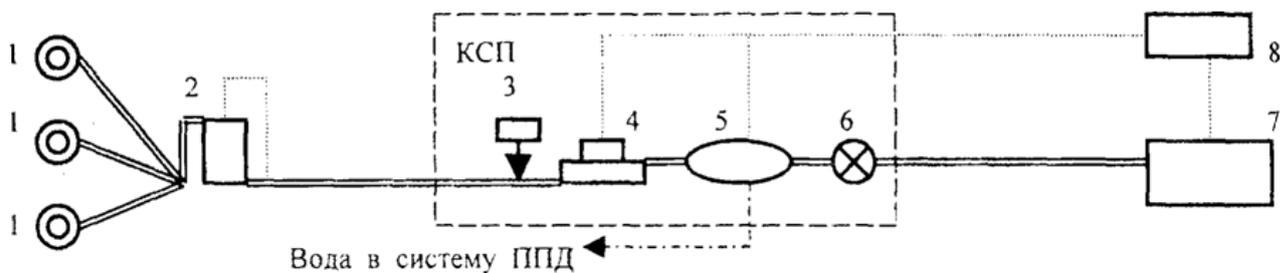
температур. Поэтому целесообразно предварительно подготовить промывочную воду, удалить из нее растворенный кислород и соли жесткости [26]. Сочетание пресной воды с низким содержанием аммиака (0,5-0,8%) для опреснения позволяет избавиться от сероводорода, кислотных соединений и улучшить общее качество нефти [8].

1.3 Особенности обустройства систем сбора и подготовки высокообводненных нефтей месторождений Западной Сибири

Индивидуальная система сбора не является универсальной для нефти, газа и воды из-за специфических факторов, таких как размер участка, рельеф, соседство скважин, природные и погодные условия, методы добычи нефти и физико-химические характеристики пластовых жидкостей. На Западно-Сибирском месторождении преобладают несколько характерных особенностей:

- Высокая водонасыщенность;
- Значительное увеличение дебита жидкости и скорости разбавления нефти;
- Относительно низкие давления на устье скважины;
- Применяется методика кустового бурения;
- Все очистные сооружения размещаются на отдельных площадках;
- Длинные нефтепромысловые трубопроводы;
- Системы сбора и трубопроводного транспорта, деградация которых достигает 50-80%.

Базовая схема механизма сбора нефти на месторождениях Западной Сибири (см. рисунок 1.2) была сформулирована с учетом всех этих характеристик.



1 - скважины; 2 - групповая замерная установка; 3 - блок дозирования деэмульгатора; 4 - сепаратор первой ступени; 5 - установка предварительного сброса воды и отбора газа; 6 - дожимная насосная станция; 7 - центральный сборный пункт; 8 - газоперерабатывающий завод.

Рисунок 1.2 – Принципиальная схема системы сбора нефти на месторождениях Западной Сибири.

Пластовая жидкость из скважин подается в систему кумулятивного учета «Спутник», установленную непосредственно на кусте скважин. Производство продукции в каждой скважине автоматически измеряется через регулярные промежутки времени в ГЗУ. После ГЗУ продукты из скважины доставляются в пункт сбора через общий коллектор.

Пункты сбора функционально разделены на центральные пункты сбора (ДСП), дожимные насосные станции высокого давления (ДНС) и интегрированные комплексные пункты сбора (КСП).

Для повышения энергии жидкости, забираемой из скважин, используются дожимные насосные станции, которые направляют жидкость на следующий этап. Прежде чем попасть в насосы, жидкость проходит обработку в дожимной компрессорной станции под давлением 0,3-0,8 МПа на начальном этапе сепарации. Добытый нефтяной газ, с другой стороны, передается на газоперерабатывающий завод, расположенный на расстоянии 100 км и более, и поддерживается на соответствующем уровне давления.

КСП отличаются от дожимных компрессорных станций тем, что они не только выпускают нефть, но и осуществляют первичную стадию сепарации. На КСП гидрогенизированный продукт обрабатывается деэмульгатором.

Когда пластовая жидкость проходит через КСП, запускается сложная схема переработки, включающая двух-трехступенчатую сепарацию, обезвоживание и опреснение. Отделенный нефтяной газ направляется на КСП, а пластовая вода, отделенная в процессе подготовки нефти на КСП, обрабатывается на станции подготовки, расположенной на КСП.

С изменением показателей разработки месторождения меняются и условия работы системы сбора и переработки при добыче скважины. Однако система в целом должна быть адаптирована к текущей ситуации путем модернизации, оптимизации и улучшения, чтобы обеспечивать высокий уровень эффективности.

1.4 Обзор существующих технологий транспорта многофазных жидкостей

При движении многофазных токов в системе транспортировки и приготовления изменяются термодинамические параметры (давление, температура, удельный объем), что приводит к изменению физико-химических свойств компонентов системы (вязкость, плотность, компонентный состав и т.д.) и усложняет процесс построения математических моделей [1], [2].

Колебания давления в результате нагрузок на трубопровод, вызванных неоднородной структурой потока газожидкостной смеси, способны вызвать трещины и разрывы (см. рис. 1.3).

Для разработки и подготовки точных моделей транспортировки необходимо знать основные законы фазового поведения нефти и газа, гидравлику жидкостей и газов, а также данные о физико-химических свойствах пластовой нефти и дегазированной нефти, нефтяного газа и воды. Учитывая сложность построения моделей, процесс разработки и расчета автоматизирован с использованием программных комплексов PipeSime.

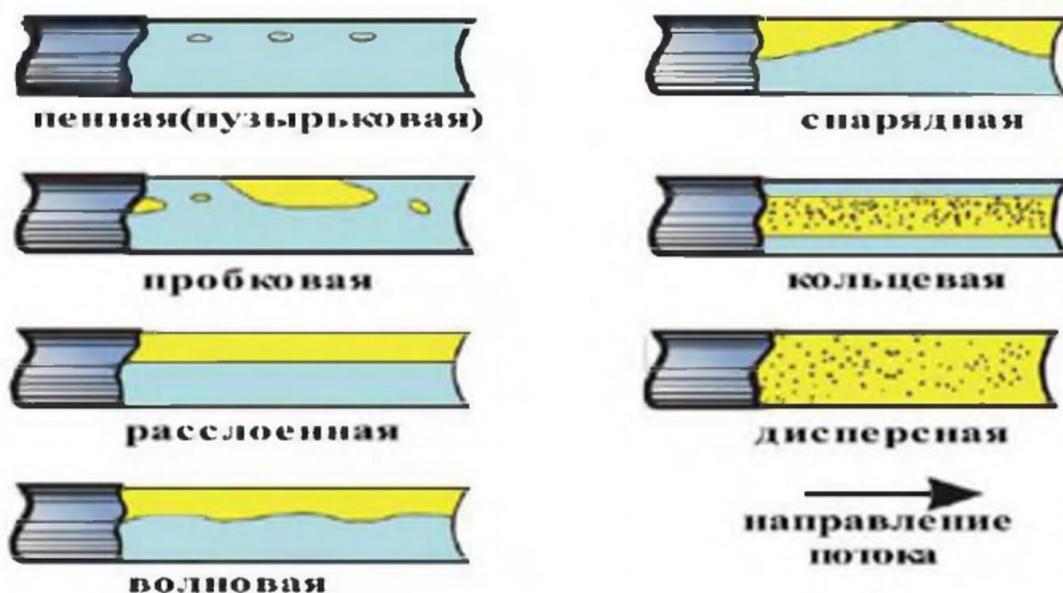


Рисунок 1.3 – Структуры газожидкостных потоков в горизонтальных трубах

Наибольшая степень смешивания нефти и воды происходит во время добычи скважины, когда значительный объем газа сопровождает жидкость, и по мере прохождения через скважинные трубопроводы, отверстия малых регулирующих устройств и клапаны, а также через нефтегазовую смесь, вытекает из отверстий [27].

Для уменьшения эмульгирования нефти на забое скважины закрепляется сопло. Перепад давления на скважинном переходе заглушает турбулентность, которая значительно меньше, чем при прокладке на поверхности. Тем не менее, эксплуатация, настройка и замена скважинных инструментов сложны, что ограничивает их широкое применение [28].

Окисление нафтеновых углеводородов в механизме сжатия для получения эмульсии приводит к образованию кислоты, которая действует как мощный природный эмульгатор, повышая стабильность эмульсий.

Таким образом, сжатый природный газ используется в качестве рабочей среды.

Интенсивность перемешивания нефти и воды значительно усиливается

при скважинной добыче, когда флюид находится в компании больших объемов газа, протекает по насосно-компрессорным трубам, проходит через клапаны и малые отверстия регулирующих устройств в подъемных трубах и циркулирует через отверстия газонефтяной смеси [27].

Наличие значительных объемов газа при движении жидкости по трубопроводам скважин, прохождении через клапаны, малые отверстия регулирующих устройств в подъемных трубопроводах и газонефтяной смеси вызывает интенсификацию перемешивания нефти и воды при добыче пластовых жидкостей из скважин [27].

Установка сопла на забое скважины является эффективным способом минимизации эмульгирования нефти.

Циркуляция пластовых жидкостей при транспортировке приводит к увеличению вероятности образования нефтяных эмульсий, поскольку происходит выделение энергии турбулентного потока в результате пульсаций газа, перепада давления и наличия соединительных устройств.

Наличие парафиновых отложений на стенках скважин и трубопроводов вызывает множество проблем, таких как повышенная турбулентность, уменьшение площади поперечного сечения, увеличение скорости потока, более значительное диспергирование воды и нефти и повышенное образование эмульсий. Аналогичным образом, расположение дозирующих сопел в сепараторах может влиять на образование эмульсии.

В настоящее время существуют различные типы насосных систем для перекачки газожидкостных смесей, включая объемные насосы, центробежные диспергирующие насосы, бустерные насосы и винтовые насосы.

Триумфальная конструкция бустерной насосной установки была создана компанией Booster Ltd. Конструкция состоит из специального бустера и модифицированного поршневого насоса NB-130 [33]. Использование бустерных насосных установок является альтернативным решением, которое может помочь снизить давление на устье добывающей скважины в условиях колебаний дебита и состава газа для целей перекачки нефти и газа [34].

На Туймазинском месторождении в лаборатории ВНИИСПТнефть создан объемный насос и проведены его испытания. Газожидкостная смесь поочередно заливается в две камеры, которые затем вытесняются центробежными насосами, используя рабочую среду, в результате чего получают объемные насосы [35].

Центробежные насосы с диспергаторами способны перекачивать газожидкостные смеси с долей содержания газа до 50% [19]. Процесс включает смешивание жидкости и газа в диспергаторе, который затем пропускается через центробежный насос, использующий тот же механизм для работы.

С другой стороны, объемно-винтовые насосные установки имеют возможность транспортировать с помощью встроенных в оборудование насосных винтов. Эти установки работают на основе фундаментального принципа, согласно которому на входе насоса образуются заполненные камеры, которые продвигаются к выходу насоса по мере вращения винтовой пары и закрытия камер [36].

Вследствие своей энергоемкости и отсутствия достаточного содержания газа в смеси бустерные насосы использовались лишь в ограниченной степени, производство насосов, осуществляющих объемное вытеснение, ничтожно мало, и существует лишь несколько случаев их применения. Однако использование винтовых насосных агрегатов становится все более распространенным как в стране, так и за рубежом, причем работа многофазных винтовых насосов составляет значительную часть систем сбора нефти на месторождениях. Свойства перекачиваемой среды не оказывают существенного влияния на работу этих винтовых насосов. За последние три десятилетия, согласно статистическим данным [37], количество многофазных винтовых насосов, установленных в системах сбора нефти, расположенных на различных месторождениях, увеличилось в 100 раз.

Новые методы добычи нефти с повышенной технологической и экономической эффективностью в сложных условиях разрабатываются

некоторыми зарубежными организациями. Кроме того, ими разработаны новые насосные установки, способные перекачивать продукт многоступенчатого бурения нефтяных скважин.

Устройство, использующее двухвинтовой насос, было испытано британской фирмой Weir Pumps Ltd на содержании газа в смеси от 0 до 100% и при давлении до 1 МПа, дебит которой составляет 800 метров в сутки. Специалисты компании утверждают, что винтовые насосы являются наиболее подходящими, когда речь идет о транспортировке продукции из многофазных скважин [38].

В современном сценарии однострубно́го сбора нефти и газа наступил новый этап развития благодаря внедрению высокоэффективного двухвинтового насосного оборудования. Кроме того, для поддержания добычи нефти были внедрены технологически передовые методы предварительной обработки, такие как фильтрация перекачиваемой среды, и общее улучшение культуры перекачки. Многофазные винтовые насосы, разработанные Ливгидропромом, способны транспортировать водонефтяные эмульсии с содержанием газа до 90%, с возможностью работы при пропускной способности трубопроводов до 100%.

ФГУП «Турбонасос», расположенное в Воронеже, предлагает автоматизированные блочно-модульные многофазные насосные станции под названием МНС-60. Эти модули могут работать в течение длительного времени, с производительностью от 0,15 до 2,1 МПа по давлению на входе и от 0,4 до 2,1 МПа по давлению на выходе, с возможностью перекачки несовместимых конгломератов газового конденсата, газа, воды, нефти и песка. Кроме того, она успешно функционирует на Аптугинском месторождении, принадлежащем ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМНЕФТЬ».

Вывод по разделу

На позднем этапе выполнения разработки месторождения высокообводненные эмульсии сложной природы перекачиваются на напорной

насосной станции.

Исследования, проведенные как в лабораторных, так и в полевых условиях, показали, что эмульсии представляют собой сложные дисперсные системы, состоящие из множества стадий. Изучение эмульсий было сосредоточено на таких аспектах, как динамика отходов, микроскопическая дисперсия и реологические свойства. Дальнейшие исследования показали, что коалесценция внутри эмульсий затруднена из-за влияния поверхностно-активных веществ, используемых в процессе извлечения и сбора, а также из-за существования мелких капель, которые снижают напряжение разделения. С другой стороны, дисперсия внутри эмульсий достигается проще [21].

Изучение существующих методов транспортировки жидкостей, состоящих из нескольких фаз, позволило сделать вывод, что наиболее перспективными в качестве перекачивающей среды являются винтовые насосы, предназначенные для этих целей. Применение технологии совместной перекачки нефти и газа с использованием винтовых насосов может эффективно снизить затраты на разработку месторождений, делая возможной эксплуатацию небольших месторождений. В противном случае разработка таких месторождений традиционными методами была бы нерентабельной.

2 Сравнительный анализ совершенствования технологического процесса систем сбора и подготовки высокообводненных нефтей на месторождениях Западной Сибири

2.1 Оптимизации системы сбора скважинной продукции за счет перевода установок подготовки нефти на безрезервуарную подготовку

Рассмотрим на примере Самотлорского нефтегазового месторождения вариант оптимизации системы забора добычи из скважин путем перевода нефтеперерабатывающего оборудования (УПН) на безрезервуарную подготовку.

В настоящее время на месторождении действуют 22 установки подготовки нефти, включая напорные насосные станции (ДНС), комплексные пункты сбора (КСП) и центральный парк товарной нефти ЦТП.

Перечень участков подготовки нефти в лицензионной зоне на Самотлорском месторождении приведен в таблице 2.1.

Размеры нефтедобывающих площадей объектов нефтедобычи и, следовательно, продолжительность процесса их разработки привели на определенном этапе к трансформации ранних систем разработки, характерному для всех крупных месторождений.

Отличительной особенностью Самотлорского месторождения является укрупнение и централизация систем сбора и переработки продукции из скважин. Таким образом, на месторождении наблюдается высокая концентрация производственных мощностей, что приводит к созданию крупных УПН с производительностью до 120 000 м³/сутки.

Напорные насосные станции для Самотлорского месторождения изначально имели принципиальную схему, которая отличалась незначительными деталями на разных объектах.

Принципиальная схема ДНК Самотлорского месторождения с пластовой подготовкой нефти показана на рисунке 2.1

Таблица 2.1 - Список участков подготовки нефти в рамках Самотлорского лицензионного участка

ДНС	КСП	ЦТП	Объекты ликвидации (консервации)
4, 39, 1, 28, 19, 27, ДНС «М» 13, 26, 32, 24; УПСВ-1	5, 21, 3, 9, 23, 6, 10, 11, 16 14	НЦТП, БЦТП	ДНС 2, ДНС 17, ДНС 22, ДНС 33, ДНС 34, УПСВ-31.

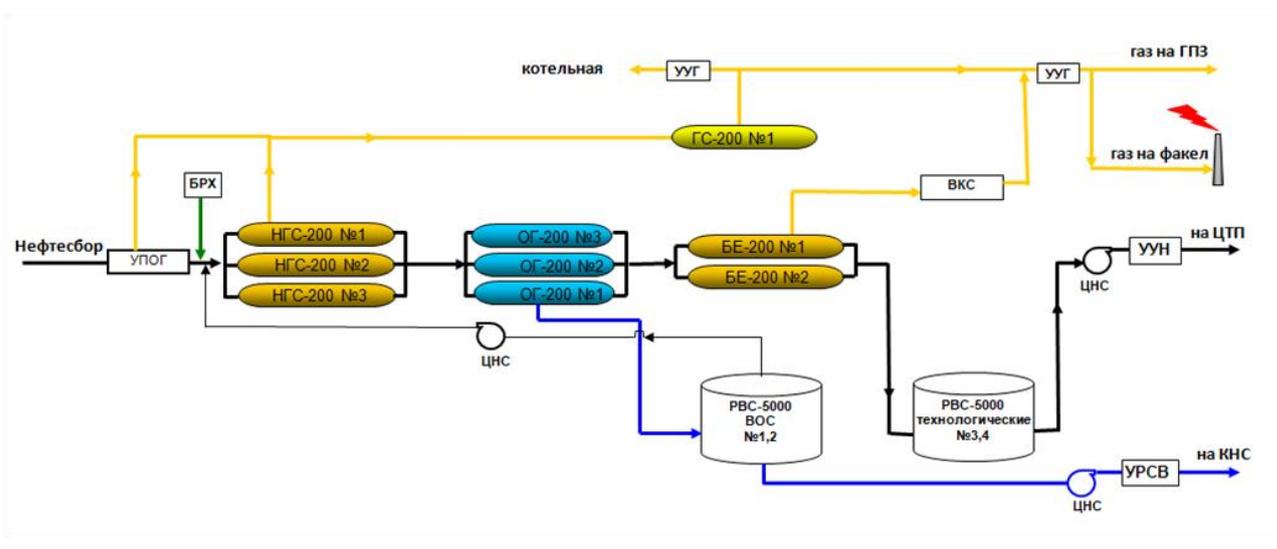


Рисунок 2.1 Принципиальная схема ДНС Самотлорского месторождения с резервуарной подготовкой нефти.

Нефтяная эмульсия подается из скважин в ДНС, КСП, куда также подается демульгирующий агент, способствующий разрушению эмульсии, а затем через устройство предварительного удаления газа (УПОГ) на первую стадию разделения в сепараторы (НГС). Демульгирующий агент подается перед первой стадией сепарации. Различные реагенты могут использоваться на технологических площадках УПН, в зависимости от технологических

свойств пластовой жидкости. Дозировка реагентов колеблется от 10 до 70 г / т в зависимости от типа используемых реагентов, качества нефти и сезона.

Пластовая жидкость, дегазированная в сепараторах НГС, поступает в сепараторы, откуда вода направляется на очистные сооружения (РВС), а нефть - в конечный сепаратор или буферные резервуары (БЕ) для окончательной дегазации. Подготовленная нефть перекачивается из резервуарного парка в центральный сырьевой парк внешними перекачивающими насосами через операционную учета продукции (РВС). Стратифицированную воду очищают от механических примесей и нефтепродуктов на очистных сооружениях. Жидкость подается с очистных сооружений на насосную станцию группы (КНС) путем перекачки неочищенной воды (НПВ) через узел учета. Нефть, собранная на очистных сооружениях, подается в насосы улавливаемой нефти по отборным стоякам и направляется во входной коллектор области выполнения переработки, чтобы осуществить повторную подготовку.

Нефтяной газ, который отделили от нефти в сепараторах, относящихся к первой ступени сепарации КСП, ДНС направляется по устройствам, учитывающим газ, в трубопроводы выполнения сепарации и перевозки газа в рамках месторождения. При этом нефтяной газ во второй и третьей ступенях подвергается сжатию под давлением и за счёт использования ВКС направляется в газопровод.

В связи с переходом Самотлорского месторождения на более позднюю стадию осуществления разработки, отличающуюся выполнением принудительной добычи жидкостей и интенсивным ростом гидратации добычи из используемых скважин, изменились эксплуатационные условия системы сбора и подготовки добычи из скважин. Количество нефти, собираемого для ДНС, было значительно сокращено, в результате чего использование технологических РВС упало в среднем ниже 30%. Противоположная ситуация сложилась на очистных сооружениях, утилизация которых превысила проектные значения, параллельно с увеличением подачи колодезной воды, поступающей в ДНС с месторождения.

Эти изменения привели к необходимости разработки оптимизационного решения для повышения общей производительности системы.

Поэтому одним из вариантов оптимизации системы забора добычи из скважины на Самотлорском нефтяном месторождении стал перевод напорных насосных станций на безрезервуарную переработку.

С помощью этого основного решения была реализована программа реконструкции 8 насосных станций с высоким давлением.

На рисунке 2.2 показана принципиальная схема ДНС, расположенной на Самотлорском нефтяном месторождении, для неочищенной нефти.

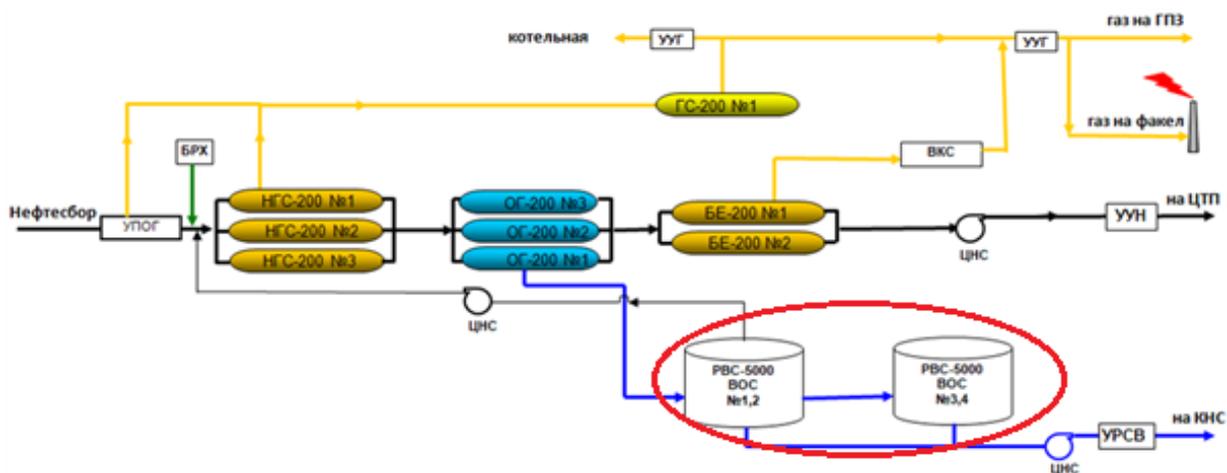


Рисунок 2.2 – Принципиальная схема ДНС Самотлорского нефтяного месторождения с безрезервуарной подготовкой нефти

В ходе выполнения программы по реконструкции ДНС произошло исключение технологических резервуаров с неэффективным вариантом эксплуатации из общей технологической цепи выполнения переработки нефти.

Нефть направляется из концевого сепаратора или систем промежуточных резервуаров непосредственно в центральное хранилище для сбора с помощью внешних насосов. Это также позволило снизить величину технологических потерь лёгких углеводородов, что было обусловлено использованием нефтяных резервуаров вертикального типа. Освобождённые

мощности резервуарного парка передали очистным сооружениям. Это помогло существенно улучшить уровень качества очищения воды, поступающей в систему ППД.

Ещё одно преимущество от выполнения подобной оптимизации – малые капиталовложения, нужные для выполнения требуемых действий. Это обусловлено тем, что для введения данной системы есть нужное оборудование, а экономический эффект может быть достигнут с помощью выполнения перенаправления потоков нефти и воды.

2.2 Совершенствование системы сбора скважинной продукции за счет использования оборудования ООО НПП «Контэкс»

Рассмотрим на примере Приобского месторождения в качестве варианта оптимизации системы сбора нефтепродуктов с использованием специального оборудования производства ООО НПП «Контэкс».

Причиной замены оборудования стало то, что использовавшееся ранее оборудование было физически изношено, так как оно используется ещё с 1990 года. В то время как в России значение среднего срока службы оборудования для осуществления теплообмена равняется 10 годам для российского оборудования и 6 лет для иностранного оборудования.

Основные направления работы ООО «НПП «Контэкс» по совершенствованию технологических процессов и оборудования нефтепереработки - совершенствование первичных процессов и аппаратного оформления подготовки нефти, сырой воды и попутного газа, разработка способов интенсификации процессов нефтепереработки, подбор оперативных химических реагентов и методов деэмульсации для обработки эмульсий на действующих НПЗ, изобретение методов автоматизации и управления процессами нефтепереработки. Результатом их труда стало создание блочно-автоматизированной установки переработки нефти, работающей как единый технологический узел, удовлетворяющий заданным потребностям корпорации и физико-химическим свойствам сырья. На рисунке

2.3 представлен принципиальный технологический план нефтеперерабатывающего комплекса. Ограничения, связанные с переработкой высокостабильных эмульсий, перебоями в поставках сырья и непостоянством технологических параметров исходных эмульсий, определяют большинство технологических установок, таких как установка улавливания нефти, установка подготовки нефти и ЦПС.

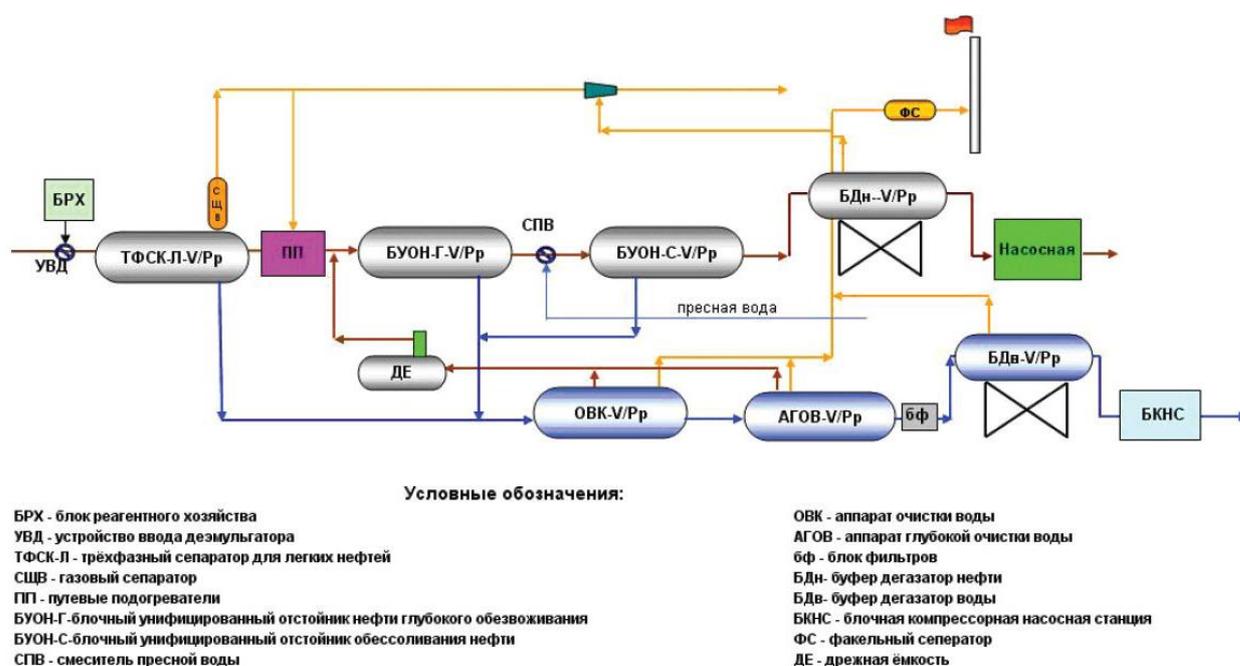


Рисунок 2.3 – Принципиальная технологическая схема комплекса УПН.

Процессы повышения дисперсности капель и расслоения эмульсии усложняются, когда в масло добавляются природные стабилизаторы органического и неорганического происхождения. Первые моделируют жесткие гелеобразные слои, укрепленные с помощью частиц.

Подвижность поверхности капель снижается, а когезия предотвращается, благодаря образованию прочных бронированных оболочек. При загрязнении частицы механических примесей обычно образуют твердые гидрофобные агломераты, включающие компоненты асфальтовой смолы и парафинового масла, равномерно распределенные по всему объему масляной фазы. Броневые оболочки включают лишь некоторые примеси, в то время как деэмульгаторы эмульсии частично абсорбируются на их поверхности.

Органические стабилизаторы, такие как смолы, парафины и асфальтены, можно найти почти во всех нефтях.



Рисунок 2.4 – Общий вид комплекса УПН производства ООО НПП «Контэкс».

Дестабилизация эмульсии с помощью специализированных средств и деэмульгаторов представляет собой начальный этап обезвоживания нефти, влияющий на дальнейший ход процедуры. На нефтеперерабатывающих заводах обычно упускают из виду важность этого процесса.

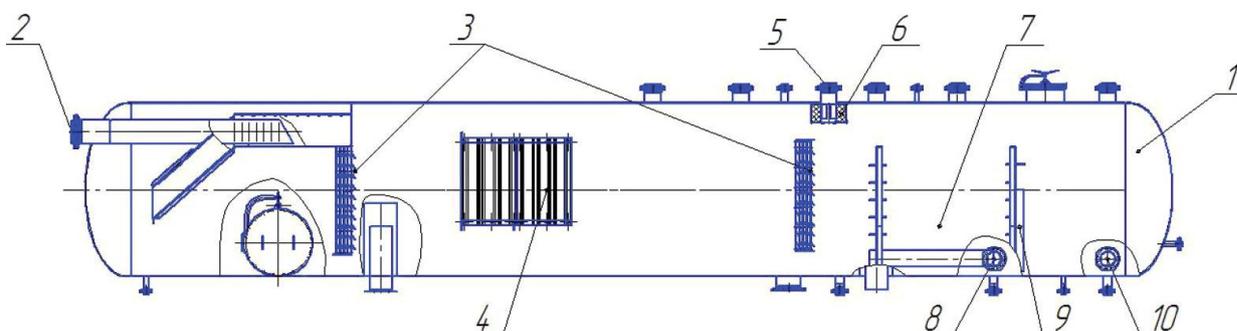
Передозировка дорогостоящих реагентов происходит при добавлении деэмульгаторов, но без специальных устройств. ООО НПП «Контэкс» разработало и изготовило для ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» устройство подачи деэмульгатора (УПД) для усовершенствования процесса и обеспечения качественной обработки эмульсий деэмульгаторами.

Трубопроводы системы сбора отвечают за частичное отделение падающей эмульсии, которая впоследствии образует газовые пробки, выделяя газ и вызывая пульсации тока. Такие пульсации могут привести к 25% (или более) часовым колебаниям расхода на приемной станции. В этом контексте рассмотрим использование трехфазных сепараторов, разработанных ООО НПП «Контэкс», для сегрегации эмульсии - процесса, которому предшествует предварительное обезвоживание и деэмульгирование. Направленные на

первичный водяной балласт в резервуаре, эти сепараторы работают для выравнивания пульсаций в эмульсиях, поступающих на производство, выравнивания их технологических характеристик, дестабилизации эмульсии и фильтрации любых механических загрязнений. Трехфазный сепаратор несет существенную нагрузку в системе сбора и переработки нефти, определяя дальнейший ход процедуры качественной подготовки. «Возмущения» на этапе разделения эмульсии возникают в основном из-за нестабильного количества эмульсии, поступающей в сепаратор, переменного дисперсного состава, колебаний температуры эмульсии, включения свободного и растворенного газа, переменного состава стабилизатора нефти, концентрации механических примесей. В соответствии со свойствами эмульсии была представлена новая версия трехфазных сепараторов, классифицируемых как TFSK-L для легкой нефти, TFSK-T для тяжелой нефти и TFSK-G для тяжелой нефти.

Каждый сепаратор имеет уникальные элементы конструкции. Конструкция трехфазного сепаратора ТФСК-Т (рисунок 2.5) производства ООО НПП «Контекс» включает системы для устранения и снижения негативных факторов, связанных с эмульсией.

Для уменьшения пульсаций потока были созданы два различных разгрузочных устройства. Первый - это разгрузочное устройство сепаратора потока эмульсии (АЦП), которое устанавливается непосредственно перед ТФСК. Второй вариант - встроенный разгрузчик, который устанавливается внутри устройства TFSK на входном креплении.



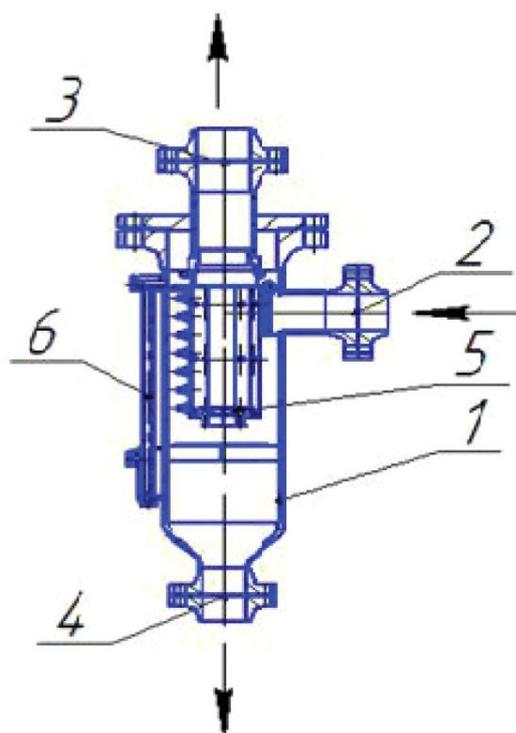
1 - корпус, 2 - устройство ввода нефтяной эмульсии с депульсатором, 3 - распределительно-коалесцирующие устройства, 4 - пакет коалесцирующих

насадок, 5 - вывод газа, 6 - устройство улавливания капельной жидкости, 7 - нефтесборник, 8 - вывод нефти, 9 - устройство перетока воды, 10 - вывод воды.

Рисунок 2.5 – Конструкция трехфазного сепаратора ТФСК- Т

В отсутствие депульсатора, использующего эффект струи, в гидродинамике осадка может возникнуть турбулентность из-за резкого изменения скорости потока жидкости, что может привести к разрушению тяжелых компонентов эмульсии и пагубно сказаться на качестве сбрасываемой воды. Для решения проблем, связанных со сложными эмульсиями, содержащими природные стабилизаторы, был разработан аппарат, включающий один или несколько пакетов коалесцирующих форсунок, в результате чего образуются гелеобразные слои. Этот аппарат генерирует вихревые токи определенной длины и направления, которые могут разрушить промежуточный слой без дополнительного нагрева при температуре исходного сырья (+18 °С). При нагревании эмульсии этой категории термохимические исследования показывают, что для разрушения промежуточного слоя необходима температура выше +40 °С.

Для подачи очищенной воды используется гидродинамический аппарат, что обеспечивает высокое качество воды, выходящей из аппарата. Для достижения максимальной эффективности при использовании трехфазного сепаратора ТФСК рекомендуется оснастить его газосепаратором типа СШВ. Как видно из рисунка 2.6, газосепаратор является составной частью установок предварительного сброса воды, предназначенной для эффективной очистки газовых потоков от капель продукции из нефтяных скважин, а также мелких жидких и механических примесей. Данное устройство предназначено для целей глубокой очистки.



1 - корпус, 2 - ввод газа, 3 - вывод газа, 4 - вывод конденсата, 5 -
сепарационный пакет, 6 - сливная труба

Рисунок 2.6 – Конструкция трехфазного сепаратора ТФСК- Т

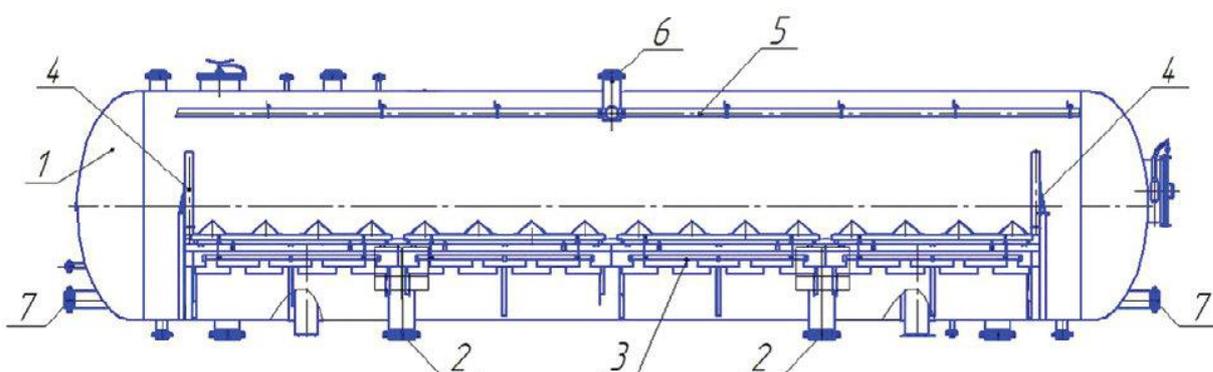
Сепаратор СЩВ проходит три стадии сепарации. Это вертикальное цилиндрическое устройство (1) имеет верхнюю и нижнюю камеры сепарации, разделенные горизонтальной плоскостью. Газожидкостная смесь поступает через тангенциальную трубу (2) для очистки от взвешенных мелких частиц жидкости, капель, пленок и газовых пробок. После поступления в сепаратор через тангенциальную трубу газ проходит три стадии сепарации в верхней и нижней сепарационных камерах. Затем газ направляется на выход через газоотвод (3). И наоборот, гравитация удаляет плавающие частицы, мелкую жидкость и газовую пленку из сепаратора через выпускной патрубок (4). После очистки в сепараторе газ может быть использован внутри установки (например, для отопления печи или котельной) или доставлен на ГПЗ для дальнейшей переработки.

Фильтр «при кипении» образует промежуточный слой и действует как

коалесцирующий фильтр. Высота промежуточного слоя в конечном итоге зависит от таких параметров, как содержание воды в сырье, качество деэмульгирующей обработки, температура и производительность. С увеличением содержания воды в сырье общая высота промежуточного слоя растет практически линейно.

НПП «Контекс» разработало отстойники, известные как БУОН (Блочные унифицированные отстойники нефти), которые оснащены гидростатическими системами распределения потока. Эти отстойники повышают эффективность за счет использования промежуточного слоя в качестве коалесцирующего «сопла», что приводит к лучшему разделению фаз нефтяной эмульсии в отстойнике.

Для достижения этой цели необходимо принять ряд мер, таких как уменьшение застойных зон, подготовка эмульсии к сепарации внутри инструмента, разнесение эмульсии по границе раздела фаз, уменьшение скорости потока обезвоженной нефти, поступающей в промежуточный слой, обеспечение безнапорной сепарации свободной воды, устранение влияния свободного газа на процесс разделения фаз и предотвращение образования пробок в трубопроводах из газа, отделившегося от нефтяного аппарата. Конструктивное устройство отстойника БУОН изображено на рисунке 2.7.



- 1 - корпус, 2 - ввод эмульсии, 3 - система гидростатического распределения и коалесценции, 4 - патрубок вывода свободного газа, 5 - система вывода нефти и газа, 6 - вывод нефти и газа, 7 - вывод воды

Рисунок 2.7 – Конструктивная схема отстойника БУОН

Для предотвращения влияния свободного газа на процесс обезвоживания нефти в промежуточном слое была построена система отвода газа. Эта система эффективно улавливает и отводит газ без ущерба для эффективности зоны отстаивания. Добавление двух или трех насадок, оснащенных переключающими устройствами (в зависимости от объема установки - 100 или 200 м³), позволяет снизить скорость закачки эмульсии. Это улучшает гидродинамические условия под корпусом резервуара. Данное устройство не только равномерно и широко распределяет эмульсию по области раздела фаз, но и нарушает акваторию, часто меняя направление потока, что улучшает разделение эмульсии. Технологическая конструкция включает в себя управляемые элементы и специальные ребра жесткости и сепараторы в корпусе устройства. Декантер стал первым применением, в котором было реализовано это технологическое решение, и его следует учитывать при любых будущих исследованиях или модернизациях.

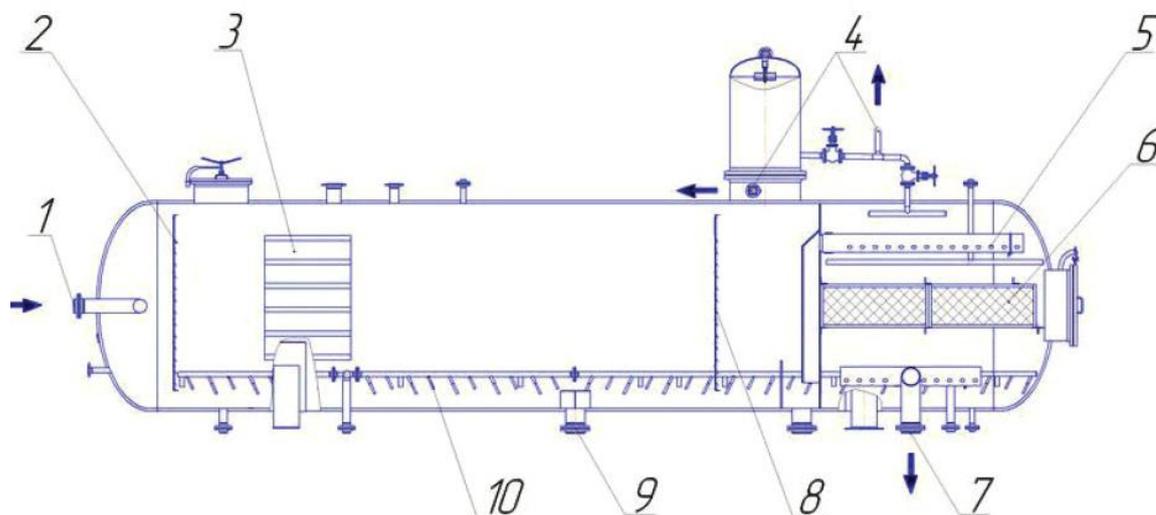
Улучшения качества опреснения нефти можно достичь с помощью увеличения эффективности смешивания капель воды из резервуара и промывки в нефти.

Несколько факторов могут препятствовать проведению этой процедуры. Сепарации эмульсии могут препятствовать следующие факторы: недостаточное время для проведения этого процесса, неоптимальный гидродинамический режим, наличие в масле капель воды с неповрежденными оболочками, повышенная концентрация механических примесей и других стабилизаторов масла. Эти стабилизаторы нефти не позволяют каплям вырасти достаточно большими, чтобы осесть в отстойниках. Это препятствует разделению эмульсии, повышая содержание воды в нефти на выходе из отстойника. Таким образом, при выборе устройства для диспергирования пресной воды инженерам необходимо учитывать последующую конструкцию, характер и надежность процессов смешивания и разделения эмульсии. На интенсивность процесса коалесценции между каплями также влияет вводимая промывочная вода.

Для обеспечения необходимого качества очистки сточных вод и максимальной технологической надежности очистные сооружения должны иметь две или три ступени, каждая из которых имеет свои технологические задачи. ООО НПП «Контекс» предлагает различные эффективные системы водоподготовки для установок подготовки нефти и предварительного водоотведения, каждая из которых включает свои технологические устройства. Каждое из этих устройств предназначено для обеспечения оптимального использования технологических и технологических комбинаций, повышающих эффективность водоподготовки.

Водоотстойник, предназначенный для работы под положительным внутренним давлением, представляет собой цилиндрический резервуар с эллиптическим дном. Для наглядности, пожалуйста, обратитесь к рисунку 2.8.

Это конструктивный элемент оборудования для очистки воды под давлением на водоочистных сооружениях, используемых в качестве первого этапа очистки сточных вод под давлением.



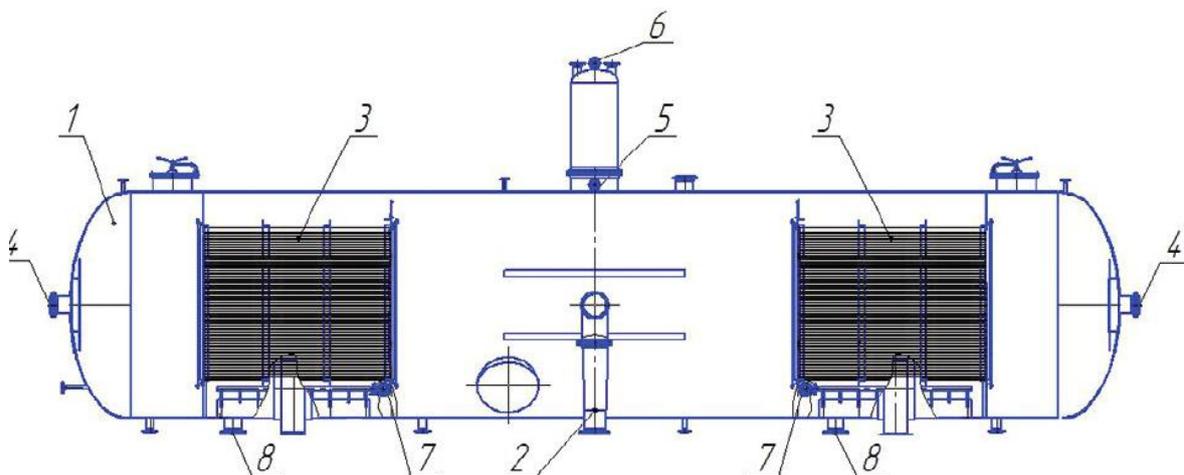
1 - корпус, 2 - ввод нефтяной эмульсии и место установки устройства для снижения давления насыщенных паров, 3 - устройство дегазации нефти, 4 - коалесцирующие распределительные перегородки, 5 - вывод газа, 6 - устройство улавливания капельной жидкости, 7 - выход воды, 8 - переливная перегородка, 9 - вывод нефти

Рисунок 2.8 – Отстойник воды

Это устройство имеет множество конструктивных особенностей, таких как встроенная система промывки воды и удаления осадка, гарантированная технологическая надежность, высокие эксплуатационные возможности и улучшенные технологические характеристики, соответствующие использованию самоочищающегося полимерного фильтрующего материала. Одним из ключевых аспектов данного устройства является то, что в нем используются четыре различных технологических метода очистки сточных вод.

Второй этап очистки воды представлен двумя устройствами для глубокой очистки воды: АГОВ - устройством для выполнения глубокой очистки воды, а также ФДЦ - устройством для выполнения деаэрации воды через флотацию.

Оборудование АГОВ (показано на рис. 2.9) эффективно удаляет и очищает любые остаточные взвешенные твердые частицы (ОВЧ) и остаточное масло, подготавливая его для перекачки в специальный резервуар. Поскольку коммерческие резервуары используются для очистки воды, в них со временем накапливается большое количество сульфидов железа, парафина, асфальтовой смолы и других отложений. При отсутствии каких-либо мер противодействия эти отложения могут накапливаться и сильно ухудшать технологические параметры устройства, вплоть до выхода его из строя. Для предотвращения этого сценария ООО НПП «Контекс» разработало систему гидравлической промывки и удаления отложений, обеспечивающую эффективную работу устройства АГОВ.



1 – корпус, 2 – ввод сточной воды, 3 – коалесцирующие насадки,
 4 – вывод воды, 5 – вывод нефти, 6 – вывод газа, 7 – ввод промывной
 воды, 8 – вывод шлама

Рисунок 2.9 – Аппарат АГОВ

Гидравлическая промывочная установка использует воду под высоким давлением, подаваемую специализированными форсунками, расположенными в нижнем генераторе, для воздействия на зону отложения механических примесей и взвешенных частиц (ВЧ) по всей длине установки. Направления форсунок чередуются по высоте на двух уровнях, обеспечивая удаление осадка. С помощью воды под давлением гидравлическая промывочная установка эффективно разрыхляет, разрезает и удаляет отложения механических примесей, утяжеляя их и смывая из отстойника установки и хранилища через открытые дренажные устройства.

Выводы по разделу

– В этой главе приведен пример того, как можно оптимизировать систему сбора и переработки продукции Самотлорского месторождения. Это достигается путем перевода насосных станций высокого давления на безрезервуарную обработку. Эффективность данного решения обоснована как с экономической, так и с технической точки зрения. Основная дополнительная стратегия для объектов Самотлорского месторождения сосредоточена на

формировании гармоничного производственного процесса, направленного на получение максимального экономического эффекта.

– Исходя из опыта эксплуатации комплекта оборудования производства ООО «НПП «Контекс», использование данного оборудования дает значительный экономический эффект, а именно:

– высокая производительность установки снижает потребность в резервуарном оборудовании в 1,5 - 2 раза;

– расход деэмульгатора сокращается на 15-20%, что снижает затраты;

– наблюдается снижение температуры в технологическом процессе на 5-8 °С;

– стабильная работа установок повышает технологическую надежность нефтеперерабатывающих заводов.

3 Оптимизация конструкции и технологических режимов агрегата для разделения водонефтяной эмульсии при подготовке нефти на промыслах

Изучим особенности технологического процесса переработки нефти на примере КСП-23 Самотлорского нефтяного месторождения.

Цель исследования – модернизировать технологическое оборудование, чтобы достичь экономического эффекта с помощью оптимизации расходов на выполнение обработки нефти.

На рисунке 3.1 показана принципиальная схема центральной точки сбора (КСП) и ее основного технологического оборудования.

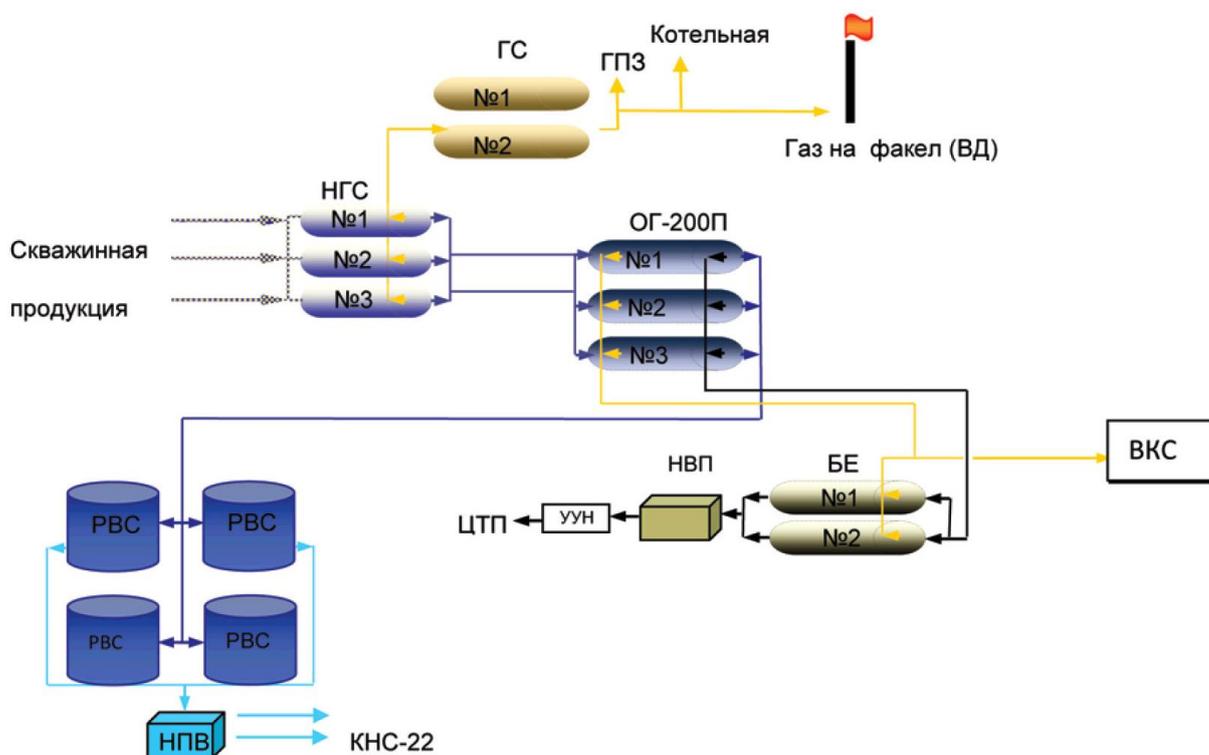


Рисунок 3.1 – Принципиальная схема КСП с обозначением основного технологического оборудования

Скважинные продукты с КСП-23 доставляются в АГЗУ вариации «Спутник». Отметим, что «Спутник» позволяет определить дебит добывающей скважины, контролировать функционирование скважин, а также совершать иные технологические операции. К этой станции предусматривается подключение до 14 скважин.

Скважинная жидкость в виде эмульсии выходит из всех скважин куста и направляется в многоступенчатый переключатель скважин (ПСМ). Через ПСМ поток жидкости из скважины поступает в газоотделитель с двумя корпусами, где газ разделяется. Затем пластовая жидкость поступает в расходомер ТОР (турбинный расходомер).

Количество пластовой жидкости измеряется расходомерами вдоль каждой линии отвода, выходящей из кустовых скважин.

Он также определяет содержание воды жидкости в выработке скважины. После «Спутника» добываемая из скважины жидкость направляется по общему коллектору в центральную точку сбора. Далее от АГЗУ до отдельного сборного пункта предусматривается прокладывание двух коллекторов раздельного сбора безводной и обводнённой нефти. При этом на «Спутнике» деэмульгирующий агент добавляют в поток продукции скважины, чтобы поделить нефтяную эмульсию на отдельные фазы.

Скважинные продукты доставляются на насосную станцию перекачки из АГЗУ через нефтесборники. На бустерной насосной станции пластовая жидкость проходит первую стадию отделения воды. Бустерные насосные станции на Самотлорском месторождении выполняют функции разделения и очистки нефти, воды и газа.

Нефть, полученная из скважин, в которых содержание воды составляет 92-98%, температура составляет до 45 °С, а содержание газа равняется 76-80 м³/т, переходит на специальный распределительный гребень. По клапанам распределительной гребёнки эта жидкость направляется по трём трубам, имеющим диаметр 32,5 см, до 1-й ступени выполнения газоразделения. При этом газ, отделившийся в нефтяных и газовых сепараторах в составе первой ступени НГС № 1-3, направляется в нефтяные и газовые сепараторы, относящиеся ко второй ступени № 1,2. Далее газ направляется в особый контрольно-измерительный блок. А из него – на ГПЗ. Ещё могут подать газ на свечу горелки факела [3].

При этом жидкость, которую отделили на первой ступени выполнения

сепарации, в два потока уходит в блок предварительной разгрузки (УПСВ) и дальше в отстойники ОГ-200П м³, где происходит сбрасывание главной балластной воды.

Затем вода из резервуаров предварительного отстойника ОГ-200 ПМ 3 поступает в парк резервуаров для очистки воды [4] в резервуарах № 1-4 РВС-5000 м³. Вода из резервуара водоочистных резервуаров, очищенная от механических примесей и нефтепродуктов, закачивается на насосную станцию КНС-22.

Предусматривается направление некондиционной нефти из специальных первичных отстойников ОГ-200П № 1, 2 на УПН в отдельные буферные резервуары БЕ № 1, 2.

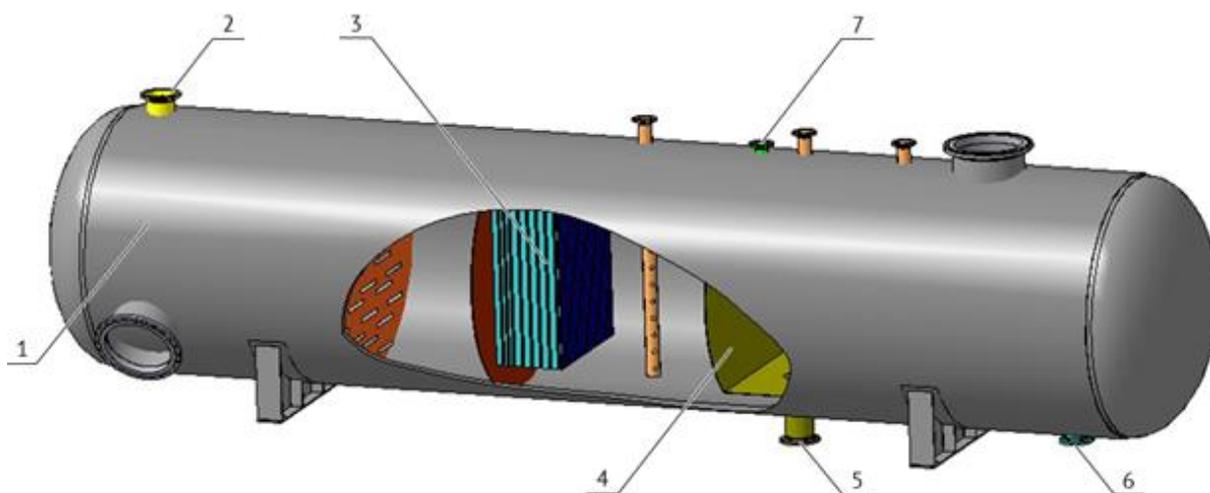
Газ, выделяемый в компенсационных резервуарах, поступает в ВКС через клапаны, откуда подается в газопровод на КС4 или ГПЗ.

Нефть из компенсационных резервуаров поступает на вход внешних перекачивающих насосов и перекачивается дозирующим агрегатом по напорным трубопроводам в Центральный товарный парк (ЦТП).

Весь последующий технологический цикл зависит от того, насколько качественно будет очищена продукция скважины. В данной работе предлагается использование концевых делителей фаз трубных [6].

Установкой и обслуживанием оборудования занимаются сотрудники предприятия, прошедшие специальную подготовку или повысившие свою квалификацию в сфере выполнения обслуживания высокотехнологичных устройств.

КДФТ (рис. 3.2) используются, чтобы разделить фазы жидкой нефти в рамках нефтяных месторождений, а также в дальнейшем очистить на основе стандартных характеристик коммерческой нефти. Данное устройство помогает в сжатые сроки выполнить очистку нефти от различных загрязнений, снизить затраты и сократить цикл очистки на насосной станции.



1 – корпус; 2 – ввод нефтяной эмульсии со встроенным устройством распределения потока; 3 – блок коалесцирующей насадки; 4 – нефтесборный отсек; 5 – вывод нефти; 6 – вывод воды со встроенным устройством сбора; 7 – вывод газа со встроенным устройством улавливания жидкости; 8 – устройство распределения и коалесценции

Рисунок 3.2 – Принципиальная схема концевой делителя фаз трубного

Конструкция КДФТ является нефтепроводом. В конце него имеются три выхода. Они предназначены для газовой, водной и нефтяной фаз. При этом конструктивные и габаритные параметры оборудования, а также диаметры отводов трубопроводов рассчитываются проектировщиком на основании указаний от самого заказчика.

Задача, решаемая КДФТ, заключается в повышении эффективности обезвоживания нефти.

Для достижения своей цели трубчатый фазовый сепаратор имеет корпус в форме трубы с разделительными перегородками. Корпус включает в себя входную трубу для дизельной эмульсии, трубу в верхней части для выхода газа, еще одну входную трубу в верхней части для воды, нижнюю часть трубы и трубу для слива масла. В корпусе присутствует продольная перегородка в форме желоба, установленная под углом 3-5°.

Труба расположена в осевом направлении с зазором по отношению к верхней части обсадной колонны, максимальный припуск составляет $1/3$ длины трубы. В верхней части трубы расположен рассекатель водонефтяной эмульсии, а в нижней - еще один рассекатель.

Под газоотводящей трубой газонефтяная эмульсия выходит в верхней части трубы, отделенная от нее перегородкой, которая проходит непрерывно от верхнего конца желоба до верха трубы. В основании трубы выход для обезвоженной нефти находится прямо над трубой входа воды, между ними расположены сепараторные перемычки. Один из отводов служит в качестве отвода для отвода слитой нефти, имея зазор от нижней поверхности желоба трубопровода, в то время как другие отводы имеют зазоры, отодвигающие нижнюю поверхность трубы от дна желоба.

На дне бункера подсоединена решетка, угол наклона которой больше, чем угол наклона бункера, служащая для сноса капель водонефтяной эмульсии. На обоих концах емкости имеются индикаторы уровня жидкости. Угол наклона трубчатого корпуса фазоразделителя относительно горизонта находится в пределах $3-5^\circ$. Для предотвращения смешения трех различных фаз - газа, нефти и воды - вдоль продольной оси корпуса установлена продольная перегородка в виде канала.

Как только эмульсия достигает верхней части бункера, она движется по траектории, составляющей одну треть длины корпуса. Во время этого движения площадь поверхности эмульсии увеличивается, что приводит к активному разделению газа и водно-масляной эмульсии. Наклон корпуса образует газовый канал, который соединяет дно желоба, торец корпуса, перегородку, разделяющую входной и выходной краны, и плоскость контакта газа с маслом. Этот канал соединяется с газовой эмульсией, расширяющейся под действием тягового потока, что в конечном итоге приводит к ее расширению в направлении выходного патрубка. Из-за замедления скорости газовый поток устраняет капельную жидкость и увлекается механизмом, разрушающим глобулы водонефтяной эмульсии. В конечном итоге он

выходит из трубопровода сепаратора, готовый к использованию потребителем.

По мере прохождения по желобу водонефтяной эмульсии, лишенной газа, она приобретает энергию свободного падения, заставляя эмульсию ускоряться. Эти условия приводят к ударному разрушению целостности бронированной пули. Пуля представляет собой водную фазу, покрытую слоем углеводородной жидкости, которая адсорбирует механические примеси.

В результате этого процесса происходит высвобождение водной фазы из бронированной оболочки, эффективно дренируя нефть. Экспериментальным путем был установлен оптимальный угол наклона трубы $3-5^\circ$ к горизонту. Этот вывод был подтвержден в ходе испытаний. При наклоне трубы менее 3° скорость потока дизельной эмульсии низкая. Это условие приводит к почти ламинарному режиму течения эмульсии по трубопроводу, делая газоотделение неэффективным.

Из-за малого угла, под которым эмульсия падает на решетку, гранулы получают частичное повреждение, в результате чего обезвоженная нефть содержит более 2% воды. Если наклон обсадной трубы превышает 5° , то быстрое движение эмульсии в ванне препятствует отделению газа и поглощает капли воды в зоне сброса нефти в трубопровод. В результате содержание воды в обезвоженной нефти превышает 6%. Для увеличения энергии капли эмульсии система решеток, отвечающая за разбивание шариков водонефтяной эмульсии, имеет более крутой угол, чем угол канала. Однако длина желоба не должна превышать $1/3$ длины корпуса, так как система разбивания шариков водонефтяной эмульсии будет забита обезвоженной нефтью и не сможет функционировать дальше этого момента.

Разделительные поперечные перегородки, расположенные между ветвью, используемой для отбора обезвоженной нефти, и ветвью, используемой для отбора воды, оказывают дополнительную помощь в постепенной очистке нефти от воды, а также в разделении очищенных водной и нефтяной фаз.

Таблица 3.1 – Основные технические характеристики КДФТ

Объем аппарата, м ³	Расчетное давление, МПа	Производительность, м ³ /сут.	Содержание воды в нефти, %	
			на входе	на выходе
32	0,6-4,0	1200	более 40	5-10
50		1500		
80		2500		
100		4000		
200		8000		

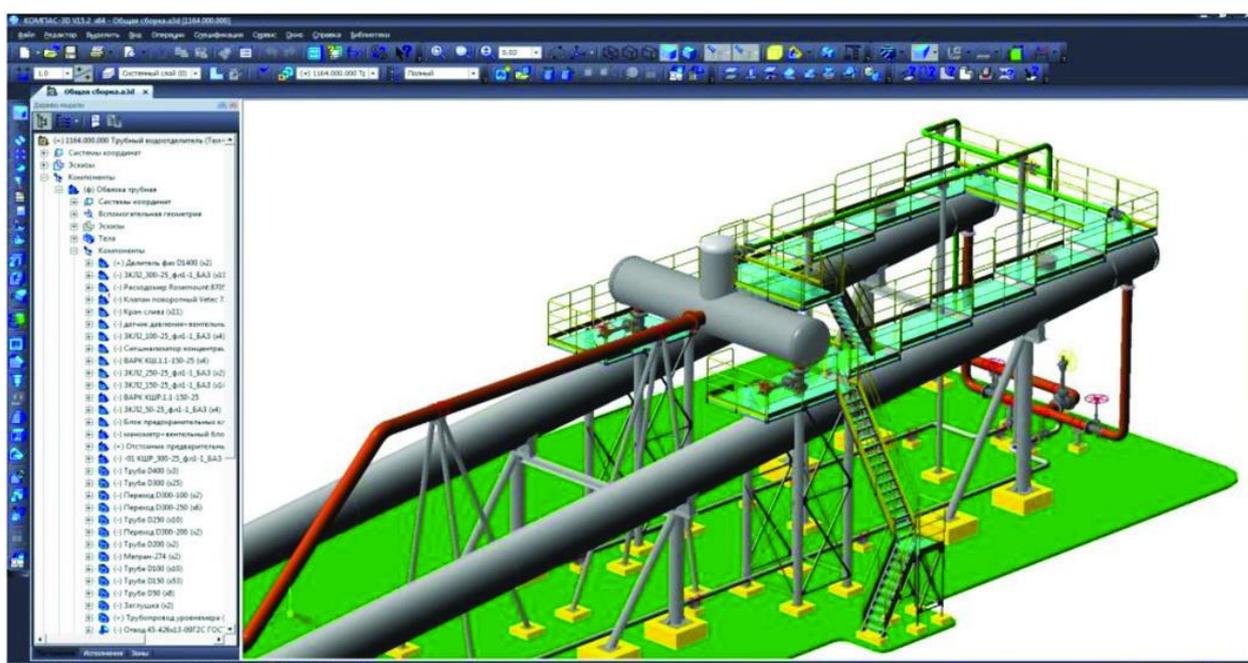


Рисунок 3.3 – Концевые делители фаз трубные (КДФТ)

Обеспечить качество выполнения фазовой очистки в сепараторе водопроводной воды позволяют коалесцирующие устройства ступенчатого варианта. Ступенчатость таких коалесцирующих устройств способствует предотвращению накопления различных механических примесей в самом сопле. Также камера накопления и слива нефти имеет опорные пластины, которые позволяют улучшить процесс приготовления нефтяных эмульсий и способствуют предотвращению попадания нефтепродуктов в камеру для отведения воды.

Характерными чертами выступают: малые параметры, небольшая масса, техническое обслуживание, выполняемое низкоквалифицированными рабочими, высокий уровень автоматизации, высокая производительность.

Рассмотрим принципиальную схему-схему с концевыми фазоразделителями труб (рис. 3.4). В этом случае добыча из скважин через распределитель поступает в концевые фазоразделители труб, где скважинный флюид разделяется на воду, нефть и газ. Чтобы активировать разложение водно-нефтяной эмульсии, деэмульгирующий агент вводится в нефтепровод и газопровод с помощью дозирующих насосов.

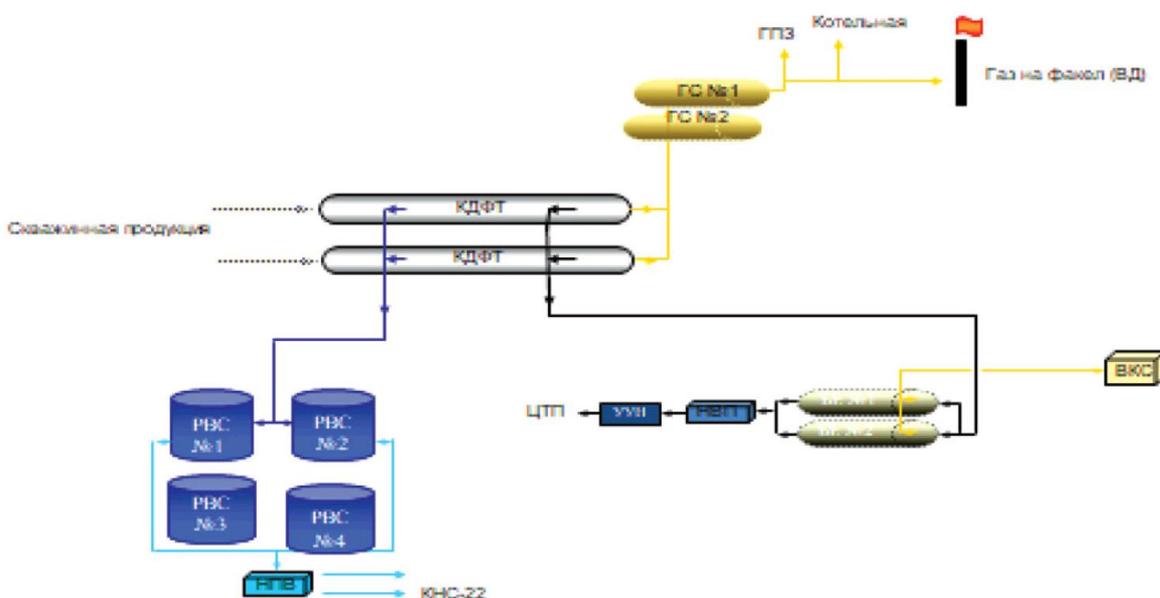


Рисунок 3.4 – Технологическая схема с концевыми делителями фаз трубными

Нефть удаляется из КДФТ с содержанием остаточной воды (0,5-5%), направляется в компенсационные баки БЕ-1,2 объемом 100 м³, а затем поступает в внешние насосы перекачки для перевозки на ЦТП. При этом пластовая вода для выполнения очистки от отработанной нефти и различных взвешенных веществ направляется в особый резервуар очистных сооружений РВС № 1, 2, 3, 4 (5000 м³) через регулирующие клапаны.

Газ, отделяемый КДФТ, проходит через общий регулирующий клапан в газоотделитель ГС 1.2 -100 м³ для очистки вытекающей жидкости. После

очистки газ под давлением 20-24 МПа поступает в газопровод УКГ через блок управления давлением и измерительный блок, а затем в ГПК.

Выводы по разделу

Концевой фазоотделитель КДФТ используется для разделения нефтяной эмульсии и предварительного отвода свободной воды в составе УРСВ и УПН.

Создавая лучшие условия для разделения фаз, это предложение направлено на повышение эффективности обезвоживания нефти с технической точки зрения.

Преимущества КДФТ

- позволяет снизить расход металла на устройства (предметы) и количество дополнительных устройств, объединив технологические процессы в одном устройстве;
- имеет простую конструкцию внутренних устройств, что упрощает возможность выполнения ремонтных и сервисных работ;
- процесс выполняется без предварительного нагрева.

Таким образом, использование концевых фазоразделителей трубопровода отличается высокой экономичностью из-за сокращения параметров технологического оборудования и невысокой цены КДФТ. Также они способствуют улучшению качества выполнения предварительной обработки различных нефтяных жидкостей, увеличивают экологическую безопасность в промышленных компаниях. Это очень важный фактор.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Петрову Александру Евгеньевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/ специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Районный коэффициент – 1,5 Норма амортизации – 20%</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>НДС (20%), налог на прибыль (20%)</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Технико-экономическое обоснование проекта</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Определение этапов работ; Определение трудоемкости работ; Определение бюджета работ.</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Выявить эффективность проведения модернизации УПН на месторождении.</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Альтернативы проведения НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Маланина Вероника Анатольевна	к.э.н. доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Петров Александр Евгеньевич		

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Аннотация предлагаемого мероприятия

В данной работе предлагается замена существующей нефтегазовой сепарационной установки, применяемой для сепарации нефтяной эмульсии от попутного растворённого газа на концевой делитель фаз КДФК.

Техническим результатом предложения является повышение эффективности обезвоживания нефти за счет улучшения условий разделения фаз.

Экономическая целесообразность использования КДФТ заключается в том, что

позволяет снизить металлоемкость оборудования (объектов) и количество вспомогательного оборудования за счет совмещения технологических процессов в одном аппарате;

обладает простой конструкцией внутренних устройств, что упрощает возможность проведения ремонтных и профилактических работ;

обеспечивает выполнение процесса без предварительного подогрева.

уменьшения габаритов технологического оборудования, а также за счет более низкой стоимости КДФТ чем используемой в настоящее время нефтегазовой сепарационной установки

Также они улучшают качество предварительной очистки нефтяной жидкости; повышают экологическую безопасность на промышленных объектах

Целью экономических расчётов является:

рассчитать общую сумму расходов на ввод установки в работу;

определить годовой экономический эффект от эксплуатации данной установки;

определить срок окупаемости установки.

4.2 SWOT – анализ предлагаемого мероприятия

SWOT – Strength (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ инженерного решения. SWOT – анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

SWOT – анализ представляет собой комплексный анализ инженерного проекта. Его применяют для того, чтобы перед организацией или менеджером проекта появилась отчетливая картина, состоящая из лучшей возможной информации и данных, а также сложилось понимание внешних сил, тенденций и подводных камней, в условиях которых научно-исследовательский проект будет реализовываться.

SWOT – анализ проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых стороо проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, который проявились или могут проявиться в его внешней среде. Дадим трактовку каждому из этих понятий. Матрица SWOT – анализа представлена в таблице 4.1

Сильные стороны. Сильные стороны – это факторы, характеризующие конкурентоспособную сторону научно-исследовательского проекта.

Слабые стороны. Слабость – это недостаток, упущение или ограниченность научно-исследовательского проекта, который препятствуют достижению целей.

В таблице 4.1 представлена матрица Матрица SWOT-анализа

В результате SWOT – анализа показано, что на преимущества разрабатываемой технологии преобладают над её недостатками.

Данные недостатки, которые на данный момент на практике не устранены, но в теории уже есть возможности для их устранения.

Таблица 4.1 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-технологического решения:	Слабые стороны технологического решения:
--	---	---

	<p>С1. Сбор информации с датчиков контроля параметров в режиме реального времени;</p> <p>С2. Существование большого количества компаний, способных установить КДФТ под ключ;</p> <p>С3. Доступность оборудования;</p> <p>С4. Экологичность КДФТ;</p> <p>С5. Заявленная экономичность и энергоэффективность насосной установки.</p>	<p>Сл1. Необходимость обучения обслуживающего персонала обслуживания КДФТ;</p> <p>Сл2. Трудности внедрения технического решения на объектах;</p> <p>Сл3. Необходимость привлечения инженеринговой компании для установки КДФТ</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Наилучшая степень перекачки нефти;</p> <p>В2. Лучшее решение для снижения энергозатрат;</p> <p>В3. Уменьшение экологического ущерба;</p> <p>В4. Повышение надежности оборудования;</p> <p>В5. Дистанционное регулирование параметров.</p>	<p>Энергосбережение и повышенная безопасность;</p> <p>Система автоматизирует применение технологии.</p>	<p>Принятие на работу квалифицированного персонала;</p> <p>Обучение действующего персонала работе с новым оборудованием.</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Низкий спрос на данное техническое решение;</p> <p>У2. Развитая конкуренция на рынке;</p> <p>У3. Существование большого количества альтернатив разработки.</p>	<p>Отсутствие спроса на новые технологии</p> <p>Сложность реализации проекта.</p>	<p>Вести постоянный мониторинг технических решений в области КДФТ.</p>

4.3 Обоснование экономической эффективности технической разработки

Основные исходные данные для определения экономической эффективности приведены в таблице 4.2

Таблица 4.2 - Исходные данные для определения экономической эффективности

Показатели	Значение показателя,
Цена установки Сб, руб.	5 500 000
Цена тонны нефти Ц, руб.	11935
Цена 1000 м ³ газа, руб.	3445
Потребляемая мощность м ³ /час	30
Коэффициент эксплуатации Кэкс	0,98
Срок службы установки Т, годы	20
Численность обслуживающего персонала, чел.	3
Средняя заработная плата рабочего в месяц, руб.	40 000

4.3.1 Расчет материальных затрат

Расчет материальных затрат включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта.

Расчет капитальных затрат осуществляется по формуле:

$$K_{об} = (1 + k_m) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расх\ i},$$

где k_m – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы (7 % от стоимости оборудования);

m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

C_i – цена приобретения i -го вида, планируемых к использованию при выполнении модернизации, руб.;

$N_{расх\ i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении модернизации, шт.

Заводская стоимость КДФТ согласно коммерческим предложениям составляет 5.5 млн. руб., тогда

$$K_{об} = (1 + 0,07) \cdot 5500000 \cdot 1 = 5885000 \text{руб.}$$

Затраты на монтаж составляют 10 % от стоимости монтируемого оборудования:

$$Z_m = K_{об} \cdot 0,1, \text{руб.}$$

$$K_m = 5\,500\,000 \cdot 0,10 = 550\,000 \text{ руб.}$$

Общие капитальные затраты составят

$$K_{\text{общ}} = 5\,885\,000 + 550\,000 = 6\,435\,000 \text{ руб.}$$

Затраты на материалы 5% от стоимости оборудования:

$$C_{\text{дм}} = K_{\text{обр}} \cdot 0,05 = 6\,435\,000 \cdot 0,05 = 321\,750 \text{ руб.}$$

Затраты на дополнительные материалы, применяемые на производстве, равны 3 % от стоимости оборудования:

$$C_{\text{дм}} = K_{\text{обр}} \cdot 0,03 = 6\,435\,000 \cdot 0,03 = 193\,050 \text{ руб.}$$

Затраты на малоценный инструмент

Каждый рабочий имеет в своём пользовании инструмент, применяемый для обслуживания оборудования. Затраты определяются из расчёта 500 рублей на одного рабочего:

$$C_{\text{инс}} = 500 \cdot 3 = 1500 \text{ руб.}$$

4.3.2 Основная заработная плата исполнителей работы

Расчет заработной платы произведен на основе тарифных ставок предприятия, которое занимается проектирование автоматизированных систем управления. Расчет осуществляется по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p,$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.;

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником в рабочие дни.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d},$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске

в 24 раб. дней $M=11,2$ месяцев, 5 – дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала в рабочие дни.

Месячный должностной оклад работника определяется по формуле:

$$Z_m = Z_{tc} \cdot (k_p + k_{пр} + k_d) + Z_{tc},$$

где Z_{tc} - заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ - премиальный коэффициент ($k_{пр} = 0,3$, т.е. 30% от Z_{tc});

k_d - коэффициент доплат и надбавок ($k_d = 0,2$, т.е. 20% от Z_{tc});

k_p - районный коэффициент (для Томска $k_p = 0,3$, т.е. 30%).

Таблица 4.3– Расчет основной годовой заработной платы

Исполнитель	заработная плата по тарифной ставке Z_{tc} , руб.	$k_{пр}$, %	k_d , %	k_p , %	заработная плата месячная Z_m , руб.	заработная плата годовая Z_g , руб.	Кол-во работников	Общая заработная плата годовая Z_g , руб.
Оператор	25000	30	20	30	45000	540000	3	1620000

4.3.3 Дополнительная заработная плата исполнителей работы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{доп},$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы, на стадии проектирования принимают равным 0,15.

$$Z_{доп} = 0,15 \cdot 1620000 = 2430000 \text{руб.}$$

4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по

установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется по формуле:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}),$$

где $k_{\text{внеб}}$ - коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды, принимается равным $k_{\text{внеб}} = 0,302 (30,2\%)$.

Таблица 4.4 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.	Всего
Исполнитель	1620000	243000	1863000
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30.2%		
Итого:	562626		

4.3.5 Расходы на амортизацию оборудования, обслуживание установки и охрану труда

Ежегодные затраты на амортизацию составляют 15 % от стоимости оборудования:

$$A = 6435000 \cdot 0,15 = 965250 \text{ руб.}$$

Расходы на содержание оборудования

Концевой делитель фаз обслуживается раз в год, так как конструкция спроектирована таким образом, что асфальто-смоло-парафиновые отложения, отлагающиеся в сепараторе, можно частично отчистить, подняв температуру в жаровой трубе на 90 °С.

При этом постоянная температура в сепараторе составляет 50 °С, что позволяет быстрее разрушать эмульсию.

Затраты на обслуживания ($Z_{\text{обс}}$) КДФК в год составляют:

$$Z_{\text{обс}} = 500\,000 \text{ руб.}$$

Расходы на охрану труда и технику безопасности.

Затраты по охране труда и технике безопасности исчисляются, исходя из средних затрат на одного рабочего в размере 2000 руб.:

$$Z_{\text{опр}} = 3 \cdot 2000 = 6000 \text{ руб.}$$

4.3.6 Накладные расходы

В статью накладных расходов входят прочие затраты, не попавшие в предыдущие статьи расходов: оплата электроэнергии, печать и ксерокопирование, почтовые расходы и т.д.

Накладные расходы определяются по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей}) \cdot k_{\text{нр}},$$

где $k_{\text{нр}}$ - коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимается равным $k_{\text{нр}} = 16\%$.

Формирование Смета годовых расходов

Смета годовых расходов представлена в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Смета годовых расходов

Статья затрат	Сумма, руб.
Затраты на материалы	321 750
Дополнительные материалы	195500
Затраты на малоценный инструмент	1500
Основная заработная плата	1620000
Дополнительная заработная плата	243000
	1863000
Отчисления во внебюджетные фонды	562626
Расходы на амортизацию оборудования	965 250
Затраты на содержание оборудования	500 000
Расходы на охрану труда и технику безопасности	6 000
Накладные расходы	706500
Итого расходов	5122126

4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

В таблице 4.6 представлены технические характеристики оборудования установки сепарации нефти и трёхфазного сепаратора КДФК и годовой эффект.

Таблица 4.6 - Технические характеристики

Характеристики	УСН	КДФК	+ / -	Прибыль
Пропускная способность, м ³ /год	51 100 000	73 000 000	21 900 000	
Занятость персонала, чел.	6	3	3	
Занятость персонала, зп/год	3726000	1863000	1863000	2 160 000
Техническое обслуживание, раз/в год	2	1	1	500 000

Годовой экономический эффект

$$1863000 + 500000 = 2363000 \text{руб.}$$

Таким образом, общий годовой эффект будет составлять 2660000 рублей. Рассчитаем период окупаемости замены существующей УСН на концевой делитель фаз КДФК:

$$T_{\text{ок}} = \frac{6435000}{2363000} = 2,62 \text{года.}$$

Таким образом, в результате проведённых расчётов были выявлены следующие результаты: пропускная способность достаточно отличается. На УСН требуется занятость персонала 6 человек, а для установки КДФК требуется всего 3 человека, это сильно отличается также в заработной плате. Техническое обслуживание проводится реже на ТФС, что доказывает его эффективную работу.

Кроме того, замена существующего оборудования гарантирует прирост прибыли, а период окупаемости составляет 2,62 года.

Следовательно, предлагаемое оборудование можно применять на практике.

Применение концевых делителей фаз трубных имеет высокую

экономическую эффективность за счет уменьшения габаритов технологического оборудования, а также за счет низкой стоимости КДФТ.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО		
3-2Б8Г2	Петров Александр Евгеньевич		
Школа	ИШПР	Отделение	Отделение нефтегазового дела (ОНД)
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Тема	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Характеристика объекта исследования	Объект исследования совершенствования систем сбора и подготовки высокообводненной нефти на Западной Сибири.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации.
2. Производственная безопасность при эксплуатации: 2.1 Анализ потенциальных вредных производственных факторов. 2.2 Анализ потенциально опасных производственных факторов	Меры по обеспечению охраны труда и техники безопасности 1. Анализ потенциальных вредных производственных факторов: – Повышенный уровень шума; – Повышенный уровень вибрации; – Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; – Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды в рабочей зоне. – Повышенная загазованность – воздуха в рабочей зоне; 2. Анализ потенциально опасных производственных факторов – Пожаровзрывоопасность – Электробезопасность. – Аппараты под давлением

3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	–анализ воздействия объекта на атмосферу; –анализ воздействия объекта на литосферу; –безопасность при эксплуатации
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:	–анализ вероятных ЧС на месторождениях –мероприятия по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС –правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Петров Александр Евгеньевич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность - сознательное отношение субъекта социальной деятельности к требованиям социальной необходимости, гражданского долга, социальных задач, норм и ценностей, понимание последствий осуществляемой деятельности для определенных социальных групп и личностей, для социального прогресса общества.

Работы включают в себя следующие технологические операции: осуществление работ по заданному режиму скважины, контроль за системами подачи реагента в систему сбора и подготовки продукции, обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования, используемого при добыче нефти и газа. Работы выполняются круглогодично.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации

Практически все этапы нефтепользования, начиная с разведки и добычи, заканчивая использованием нефтепродуктов, приводят к большим загрязнениям. Загрязнение окружающей среды ведет, а где-то уже привело к изменению региональных и глобальных климатических характеристик, появлению климатических катастроф и, в конечном итоге, нарушению экологического баланса.

Охрана окружающей среды должна выполняться в соответствие со следующими нормативными актами и документами: охрана окружающей среды ФЗ № 122 от 22.08.2004, ФЗ № 7 от 10.01.02; «О недрах» ФЗ № 2395-1 от 21.02.192 (в редакции ФЗ № 323 30.12.12); об отходах производства и потребления ФЗ № 89 от 24.06.98 (в редакции ФЗ №169 от 29.12.2000); об охране атмосферного воздуха ФЗ № 96 от 04.05.99 (изменения внесены ФЗ № 96 от 25.06.12); о порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на предприятии РФ (постановление правительства РФ от 15.04.02 № 240); РД 03-19-2007

Положение об организации работ по подготовке и аттестации специалистов, организаций, поднадзорной федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору (приказ Ростехнадзора № 37 от 29.01.07); правила противопожарного режима РФ утв. постановления правительства РФ от 25.04.12 № 390. [32], ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ «Пожарная безопасность. Общие требования» пожарная безопасность.

Режим рабочего времени определяется действующим трудовым законодательством, иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права, и устанавливается Правилами внутреннего трудового распорядка работодателя с учетом характера производства, специфики и условий работы. Работникам, режим рабочего времени которых отличается от общих правил, соответствующий режим устанавливается в трудовом договоре [18].

Режим рабочего времени определяет:

- продолжительность рабочей недели;
- продолжительность ежедневной работы (смены), в том числе неполный рабочий день (смену);
- время начала и окончания работы;
- время перерывов в работе;
- число смен в сутки;
- чередование рабочих и нерабочих дней;
- работу с ненормированным рабочим днем для отдельных категорий работников.

Графики работы разрабатываются с учетом специфики работы, соблюдением установленной нормы рабочего времени за учетный период, правил предоставления ежедневного и еженедельного отдыха работниками отдела по организационному планированию, с участием структурных подразделений работодателя, с учетом мнения первичной профсоюзной организации и утверждаются руководителем или уполномоченным им лицом.

При сменной работе, действующей на УПН, режим рабочего времени

для каждой группы работников регулируется графиком сменности, в соответствии с которым устанавливаются:

- количество и порядок чередования смен;
- продолжительность рабочей недели;
- продолжительность рабочей смены (в случаях отсутствия возможности уменьшения продолжительности работы в предпраздничный день, переработка компенсируется предоставлением работнику дополнительного времени отдыха или, с согласия работника, оплатой по нормам, установленным для сверхурочной работы);
- начало и окончание ежедневной работы;
- перерывы для отдыха и питания;
- чередование рабочих и выходных дней.

Продолжительность смены в ночное время устанавливается графиком сменности в соответствии с Трудовым Кодексом РФ и иными федеральными законами, отдельные категории работников могут привлекаться к работе в ночное время только с их письменного согласия и при условии, если такая работа не запрещена им по состоянию здоровья в соответствии с медицинским заключением. При этом указанные работники должны быть в письменной форме ознакомлены со своим правом отказаться от работы в ночное время.

Видами времени отдыха являются:

- перерывы в течение рабочего дня (смены) - перерыв для отдыха и питания при сменной работе разрешается в установленном месте и времени. На работах, где по условиям производства (работы) предоставление перерыва для отдыха и питания невозможно, работнику предоставляется возможность для отдыха и приема пищи в рабочее время в специально отведенном для этих целей помещении. Продолжительность перерыва в подобной ситуации длится не более 30 минут, при этом отведенное время для отдыха и питания включается в рабочее время и подлежит оплате [11].
- специальные перерывы - применяются на отдельных видах работ, обусловленных технологией и организацией производства и труда, и

включаются в рабочее время. Специальные перерывы предусматриваются для определённых категорий персонала;

- междусменный отдых - время с момента окончания работы и до ее начала в следующий день (смену). Его продолжительность определяется Правилами внутреннего трудового распорядка, графиком рабочего времени и зависит от длительности ежедневной работы и перерыва для отдыха и питания;

- выходные дни - выходные дни, согласно графику работы;

- отпуска - ежегодные оплачиваемые отпуска с сохранением места работы (должности) и среднего заработка. Нерабочие праздничные дни, приходящиеся на период отпуска, в число календарных дней отпуска не включаются.

Ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск за работу в районах, приравненных к районам Крайнего Севера - 16 календарных дней.

Продолжительность ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска конкретного работника устанавливается трудовым договором на основании коллективного договора с учетом результатов специальной оценки условий труда[11].

Для женщин, работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, устанавливается 36-часовая рабочая неделя, если меньшая продолжительность рабочей недели не предусмотрена для них федеральными законами. При этом заработная плата выплачивается в том же размере, что и при полной рабочей неделе.

5.2 Производственная безопасность при эксплуатации

5.2.1 Меры по обеспечению охраны труда и техники безопасности

Для обеспечения требований по охране труда и технике безопасности в проекте предусмотрены следующие основные мероприятия:

1. Конструктивные решения по отоплению помещений и освещению на рабочих местах;

2. Размещение оборудования выполнено с учетом обеспечения прохода людей и проезда механизмов;
3. Для производства ремонтных работ предусмотрено подъемно-транспортное оборудование и ремонтные площадки;
4. Движущиеся части машин и механизмов имеют ограждения, блокировку и специальную окраску;
5. Дренажные приямки закрываются металлической решеткой;
6. Обеспечена герметизация оборудования;
7. Для обеспечения безопасной работы обслуживающего персонала предусмотрено местное и дистанционное включение оборудования, агрегатов и вент-систем, сблокированных с газоанализаторами;
8. Работы с реагентами выполняются только в спецодежде;
9. Вскрытие тары с токсичными реагентами осуществляется в противогазах и резиновых перчатках с применением специального оборудования.

Первичная аттестация выполняется не позднее одного месяца с момента назначения на должность, при переводе на другую работу, трудоустройству в организацию. Периодическая аттестация специалистов проводится не реже одного раза за пять лет, если другие сроки не предусмотрены иными нормативными правовыми актами.

Проверка знаний по безопасности труда у рабочих должна выполняться не реже одного раза за 12 месяцев, в соответствии с квалификационными требованиями инструкций по данной профессии[14].

К работе допускаются сотрудники только после прохождения обучения безопасным методам и метода выполнения работ, стажировки на рабочем месте, проверки знаний и практических навыков, получении инструктажа по безопасности труда на рабочем месте, и наличии удостоверения, дающего право допуска к виду работ.

При поступлении на работу, сотрудник обязан пройти предварительный медицинский осмотр, который определяет соответствие состояния здоровья

поручаемой работе. Для работников, занятых непосредственно на строительстве скважины, выполняются периодические медицинские осмотры, с целью динамического наблюдения за состоянием здоровья в условиях воздействия вредных факторов.

Все рабочие и ИТР, поступающие на промысел или переводимые с одной работы на другую, должны:

1. Пройти предварительное обучение по технике безопасности по специальной программе в соответствии с требованиями ГОСТ12.0.004–90[13].
2. Иметь соответствующую квалификацию;
3. Быть обученным безопасным приемам работы;
4. Перед допуском непосредственно к работе получить инструктаж по технике безопасности на рабочем месте;
5. Быть ознакомленным под подпись с сертификатом установки.

Все рабочие промысла в период работы обязаны:

1. Не реже одного раза в полугодие проходить проверку знаний по ТБ;
2. Проходить внеочередные инструктажи по ТБ при изменении технологии производственного процесса, введении новых инструкций и анализе несчастных случаев, происшедших на аналогичных предприятиях;
3. Ежедневно получать письменные наряд-задание на производство работ и инструктаж по ТБ; уметь оказывать первую медицинскую помощь;
4. Выполнять указания лиц технического надзора, требования предупредительных надписей, знаков, сигналов;
5. Содержать рабочее место в состоянии полной безопасности производства работ, в течение смены периодически осуществлять контроль за наличием и креплением защитных ограждений, целостностью цепей заземления, сигнализации, освещения, блокировочных устройств;
6. При обнаружении опасности, угрожающей здоровью и жизни персонала цеха, принять меры для предотвращения несчастного случая и немедленно сообщить об опасности лицу технического надзора;
7. В части обеспечения безопасных условий труда быть требовательным

к себе и рабочим смены.

Все работники предприятия на своих рабочих местах должны руководствоваться общими правилами безопасности нефтедобывающих предприятий и производств.

Пуск и остановка вращающихся механизмов с электроприводом осуществляют с пульта управления. Кроме того, непосредственно у механизмов устанавливают кнопки «аварийного останова».

Муфты, валы и другие вращающиеся части дымососов, вентиляторов, насосов и тому подобных механизмов оборудуют ограждениями. Нельзя пускать в эксплуатацию после монтажа или ремонта механизмы, если не установлены защитные ограждения, а их электродвигатели не заземлены.

Открытые движущиеся и вращающиеся части механизмов можно смазывать, когда они остановлены и приняты меры против ошибочного их включения. Масло в подшипники доливают и на работающем механизме, если исключена возможность неосторожного приближения к вращающимся или движущимся частям.

Пыль с механизмов разрешается обтирать короткими хлопчатобумажными концами или салфетками. Наматывать концы на руки запрещается. Персонал, обслуживающий вращающиеся механизмы, должен быть в спецодежде, застегнутой на все пуговицы и не имеющей развевающихся частей.

При обслуживании находящихся в резерве механизмов соблюдают те же меры безопасности, как и при их работе, имея в виду, что они в любой момент могут быть включены в работу.

Все горячие части оборудования, трубопроводы, баки и другие элементы, прикосновение к которым может вызвать ожоги, должны иметь тепловую изоляцию. Температура на поверхности изоляции при температуре окружающего воздуха 25 °С должна быть не выше 45 °С. Окраска, условные обозначения, размеры букв и расположение надписей должны соответствовать Правилам устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и

горячей воды и ГОСТ 14202-69[16].

Все горячие участки поверхностей оборудования и трубопроводов, находящиеся в зоне возможного попадания на них легковоспламеняющихся, горючих, взрывоопасных или вредных веществ, должны быть покрыты металлической обшивкой для предохранения тепловой изоляции от пропитывания этими веществами.

Трубопроводы агрессивных, легковоспламеняющихся, горючих, взрывоопасных или вредных веществ должны быть герметичными. В местах возможных утечек (краны, вентили, фланцевые соединения) должны быть установлены защитные кожухи, а при необходимости - специальные устройства со сливом из них продуктов утечек в безопасное место. Элементы оборудования, арматуру и приборы, требующие периодического осмотра, необходимо располагать в местах, удобных для обслуживания. Элементы оборудования, расположенные на высоте более 1,5 м от уровня пола (рабочей площадки), следует обслуживать со стационарных площадок с ограждениями и лестницами. Лестницы и площадки должны быть ограждены перилами высотой не менее 1,0 м с бортовым элементом по низу перил высотой не менее 0,14 м в соответствии с требованиями ГОСТ 23120-78 [16]. Лестницы маршевые, площадки и ограждения стальные. Технические условия. Расстояние от уровня площадки до верхнего перекрытия должно быть не менее 2 м. Задвижки и вентили, для открывания которых требуются большие усилия, должны быть снабжены обводными линиями и механическими или электрическими приводами. Все пусковые устройства и арматура должны быть пронумерованы и иметь надписи в соответствии с технологической схемой. На штурвалах задвижек, вентилях и шиберов должно быть указано направление вращения при открывании или закрывании их.

Движущиеся части производственного оборудования, к которым возможен доступ работающих, должны иметь механические защитные ограждения, соответствующие требованиям ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ [17].

Защитные ограждения должны быть откидные (на петлях, шарнирах)

или съемные, изготовленные из отдельных секций. Для удобства обслуживания защищенных частей машин и механизмов в ограждениях должны быть предусмотрены дверцы и крышки. Ограждения, дверцы и крышки должны быть снабжены приспособлениями для надежного удержания их в закрытом (рабочем) положении и в случае необходимости заблокированы с приводом машин и механизмов для их отключения при снятии (открытии) ограждения.

Запрещается изготавливать ограждения из прутков и полос, наваренных на каркас машин и механизмов. Кожухи полумуфт должны быть выполнены таким образом, чтобы незакрытая часть вращающегося вала с каждой стороны была не более 10 мм. Соблюдение в нефтегазовой отрасли, является неотъемлемой частью всего комплекса работ[13].

Следует отметить, что не соблюдение правил безопасности ведения работ влечет за собой негативные последствия для жизни и здоровья человека.

На работах с вредными условиями труда, а также на работах, проводимых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением тела, рабочим и служащим по установленным нормам бесплатно выдаются спецодежда, спецобувь и другие средства индивидуальной защиты (СИЗ) [14].

Основное назначение средств индивидуальной защиты - защита человека от воздействия опасных и вредных производственных факторов, а также защита от неблагоприятных факторов окружающей среды или уменьшения этих факторов. Средства индивидуальной защиты должны быть сертифицированы.

При работе в местах, где возможно образование концентрации вредных газов, паров, пыли в воздухе выше допустимых санитарных норм, рабочие должны обеспечиваться соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД).

Противогазы и другие средства индивидуальной защиты должны проверяться с периодичностью в соответствии с требованиями действующей нормативно-технической документации.

5.2.2 Вредные факторы

5.2.2.1 Повышение шума и вибрация

Работа, выполняемая в шумной обстановке, оказывается более тяжёлой, чем при выполнении её в условиях относительной тишины.

В том числе, источниками шума являются многочисленные машины, механизмы, транспорт, многие технологические процессы.

При длительной работе в шумных цехах у рабочих происходит изменение слуха, развивается тугоухость. Признаком тугоухости является плохая слышимость разговора шепотом, состоящего из высоких тонов. Потеря слуха нередко сопровождается звоном или писканием в ушах, из-за чего наступает бессонница. При дальнейшей потере слуха пострадавший начинает плохо слышать собственный голос.

Шум действует на центральную нервную систему, нарушает нормальную деятельность всего организма: ухудшает зрение, вызывает головные боли, изменяет ритм дыхания и сердечной деятельности, повышает кровяное и внутричерепное давление, нарушает пищеварение, изменяет объёмы внутренних органов. Действуя на психику, шум повышает утомляемость, ослабляет внимание, память. Замедляет реакции, восприятие предупредительных и аварийных сигналов[14].

В каждой точке пространства, в которой распространяются звуковые волны, давление и скорость движения частиц в воздухе изменяются во времени.

В связи с этим, в отделениях приняты меры по борьбе с шумом. Это звукоизоляция и удаление систем вентиляции от рабочих мест.

Хотя вибрация в отделениях невелика, ослабление её имеет значение не только для создания благоприятных условий труда, но и для сохранности агрегатов, улучшения их качества работы. Ослабление вибрации достигают уравниванием сбалансированных вращающихся частей, уменьшением амплитуды колебаний с помощью различных прокладок.

Вибрация влияет на нервную систему, желудочно-кишечный тракт,

мышцы, костно-суставный аппарат, зрение, слух.

Постоянный механический и гидродинамический шум нормируют по СН. 2.2. 4/2.1.8.562–96, норма по ПС–75 составляет 80дБА.

Вибрация общая технологическая, нормируется по СН 2.2.4/2.1.8.566–96

Для борьбы с шумом и доведения его до нормируемой величины при разработке проекта на базе технологического регламента предусмотрены следующие мероприятия:

1. Звукоизоляция оборудования с помощью глушителей, резонаторов, кожухов, ограждающих конструкций, отделки стен, потолка, пола и т.д.;
2. Установка производственного оборудования на звукоизоляционном слое (прокладка, резина);
3. Правильный режим эксплуатации, хороший уход и своевременный текущий ремонт производственного оборудования.

Основные направления по защите от шума:

1. Уменьшение уровня шума в источнике возникновения, применение рациональных конструкций, новых материалов и технологических процессов;
2. Использование средств индивидуальной защиты (противошумные наушники).

5.2.2.2 Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

При недостаточном освещении необходимо предусматривать общее равномерное освещение. Для освещения следует применять прожекторы на мачтах, расположенных за обвалованием. Осветительные устройства, установленные в пределах компрессорной станции, должны быть во взрывозащищенном исполнении. Освещенность должна быть не менее 20 лк независимо от применяемых источников света.

При работе вручную, при подъеме или перемещении грузов освещенность места работ должна быть не менее 5 лк и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов. Для освещения внутри

компрессорной станции необходимо применять переносные аккумуляторные фонари взрывозащищенного исполнения, которые включаются не ближе, чем за 20 м до газоопасной зоны. Для работы внутри компрессорной станции средняя освещенность должна быть не менее 30 лк

5.2.2.3 Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды в рабочей зоне

К вредным производственным факторам, которые могут возникнуть при обслуживании объектов нефтегазодобывающих предприятий, относят сложные климатические условия. Определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия климата их на организм рабочего. Необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

- запретить допуск к работам при отсутствии у работников СИЗ, отвечающим климатическим условиям
- в летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивать СИЗ от гнуса и клеща
- при температуре наружного воздуха ниже минус 25 °С работающих на открытом воздухе ежедневно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживаться температура не ниже плюс 25 °С. Пункты обогрева оборудуют и эксплуатируют по соответствующей инструкции
- в зимнее время, независимо от состояния погоды, выход людей за пределы жилой или производственной зоны допустим только группой в составе не менее двух человек по письменному разрешению (записью в журнале).

Таблица 5.1 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
безветренная погода	-40
менее 5,0	-35
5,1–10,0	-25

10,1–15,0	-15
15,1–20,0	-5
более 20	0

5.2.2.4 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

В процессе производственных операций оператор может подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов[11].

Основной величиной экологического нормирования содержания вредных химических является предельно допустимая концентрация (ПДК) – мг/м³. ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны: нефть – 100 мг/м³, уайт-спирит – 300 мг/м³, бензол – 5мг/м³, С1-С5 – 3 мг/м³, сероводород – 10 мг/м³, хлор – 1 мг/м³. Индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы.

5.2.3 Опасные факторы

5.2.3.1 Пожаровзрывоопасность

В статье 18 Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 14.07.2022) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2023) представлены следующие классы пожароопасных зон:

- 1) П-I - зоны, расположенные в помещениях, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки 61 и более градуса Цельсия;
- 2) П-II - зоны, расположенные в помещениях, в которых выделяются горючие пыли или волокна;
- 3) П-IIIа - зоны, расположенные в помещениях, в которых обращаются твердые горючие вещества в количестве, при котором удельная пожарная нагрузка составляет не менее 1 мегаджоуля на квадратный метр;

4) П-III - зоны, расположенные вне зданий, сооружений, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки 61 и более градуса Цельсия или любые твердые горючие вещества.

Для обеспечения пожаробезопасности на компрессорных станциях применяются активные и пассивные способы пожаротушения. При активном способе процесс горения подавляют при помощи огнегасительных средств, воздействующих на горючее вещество охлаждением очага пожара, разбавлением реагирующих веществ. Химическое торможение введением в зону горения антикатализаторов – (ингибиторов) нужно вовремя остановиться, . При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя или инертизации среды, в которой находится очаг горения. Для тушения пожаров используются жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные и твердые вещества, вода, химическая и воздушно–механическая пена, водяной пар, гидроаэрозоли, галоидированные углеводороды, инертные газы и порошковые составы[14].

Система тушения пожаров нефти и нефтепродуктов водопенными мониторами с использованием пленкообразующего пенообразователя используется для:

- противопожарной защиты нефтедобывающего оборудования;
- для тушения пламени при выбросах нефти;

Дополнительным условием тушения факела пламени является температура окружающей среды – если значение температуры вспышки нефти будет выше температуры окружающей среды, то тушение пламени факела пламени произойдет при снижении температуры поверхностного слоя нефти до температуры вспышки. Производственные и служебные помещения, технологическое оборудование укомплектовано необходимыми первичными средствами пожаротушения согласно нормам.

При работе с пожароопасными и взрывопожароопасными веществами и материалами соблюдаются требования маркировки и предупредительных надписей. Первичные средства пожаротушения представлены в (таблице 5.2).

Таблица 5.2 – Первичные средства пожаротушения.

Наименование		ГОСТ	Количество, шт.
Воздушно - пенный огнетушитель		ГОСТ Р 51057-2001	6
Ящики с песком	0,5 м ³	—	4
	1 м ³		2
Лопаты		ГОСТ 3620–70	5
Лом пожарный легкий		ГОСТ 16714–71	2
Топор пожарный поясной		ГОСТ 16714–71	2
Багор пожарный		ГОСТ 16714–71	2
Ведро пожарное		ТУ 220	4
Углекислотный огнетушитель		СП 9.13130	4

Выбор типа огнетушителя (передвижной или ручной) для тушения пожара обуславливается:

- размерами возможных очагов пожара;
- соответствием их температурного диапазона применения и климатического исполнения условиям эксплуатации.

По назначению, в зависимости от вида заряженного ОТВ, огнетушители подразделяют:

- для тушения загорания твердых горючих веществ (класс пожара А);
- для тушения загорания жидких горючих веществ (класс пожара В);
- для тушения загорания газообразных горючих веществ (класс пожара С);
- для тушения загорания металлов и металлосодержащих веществ (класс пожара D);
- для тушения загорания электроустановок, находящихся под напряжением (класс пожара Е).

Для определения частоты реализации пожароопасных ситуаций на производственном объекте используется информация:

- об отказе оборудования, используемого на производственном объекте;
- о параметрах надежности используемого на производственном объекте оборудования;

- об ошибочных действиях персонала производственного объекта;
- о гидрометеорологической обстановке в районе размещения производственного объекта;
- о географических особенностях местности в районе размещения производственного объекта.

На стадии проектирования необходимо предусмотреть противопожарные разрывы между узлом приготовления раствора, емкостями для его хранения и устьем скважины не менее 50 м. Вся циркуляционная система, механизмы по обработке и заготовке раствора, площадка для хранения порошкообразных реагентов должны быть под навесом для защиты от атмосферных осадков. Все деревянные и тканевые покрытия привышечных сооружений, находящиеся в непосредственной близости от циркуляционной системы и приемных емкостей, пропитываются 25–30% раствором жидкого стекла. Над желобами и приемными емкостями должна быть обеспечена естественная вентиляция[17].

Электросварочные работы можно вести только после соответствующей подготовки свариваемых деталей, узлов и прилегающего к ним района (очистка, пропарка и др.). В случае воспламенения раствора необходимо остановить насосы, выключить дизели и электродвигатели. Горящий раствор при плотности менее 1000 кг/м^3 тушится пеной, а при более высокой плотности допускается применение воды.

5.2.3.2 Электробезопасность

Широкое использование электрического тока для самых разнообразных целей придаёт вопросам безопасности его важное значение, так как воздействие электрического тока на организм человека может вызвать опасное последствие и даже привести к смерти.

В отношении опасности поражения электрическим током помещения отделений относятся к особо опасным, так как имеется в наличии химически активная среда. Эта среда разъедает изоляцию электропроводки, что создаёт

электробезопасность.

На производстве используется электромеханическое оборудование, электродвигатели, трансформаторы, измерительные приборы, электросварочные агрегаты, светильники, кабели, провода и т.д.

Для защиты от поражения электрическим током применяются отдельно или в сочетании друг с другом следующие технические способы и средства: защитное заземление, защитное отключение, изоляция токоведущих частей, понижение напряжения, оградительные устройства, знаки безопасности, средства защиты и предохранительные устройства.

Защитное заземление - преднамеренное электрическое соединение с землёй эквивалентом металлических нетоковедущих частей, которые могут оказаться под напряжением. Оно предохраняет человека от поражения током, в случае прикосновения к корпусу под напряжением в результате случайного соединения с токоведущими частями[13].

В помещениях с повышенной опасностью и особо опасных, заземление металлических частей оборудования является обязательным. Проектируемая фабрика по ПУЭ относится к особо опасным объектам.

Защитные отключения - быстродействующая защита, обеспечивающая автоматическое отключение электроустановки при возникновении в ней опасности поражения током. Его применяют в помощь к заземлению или занулению.

Для уменьшения опасности поражения электрическим током используют защитную изоляцию и ограждение токоведущих элементов механических агрегатов, распределительных устройств. Дополнительно, требования к СИЗ: боты, коврики, калоши, сапоги, диэлектрические перчатки.

5.2.3.3 Аппараты под давлением

Превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Высокий уровень давления в технологическом и оборудовании, и трубопроводах могут привести

к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам в том числе не совместимые с жизнью. Аппараты под давлением, например работа компрессорной установки, регулируются нормативным документом.

Для коллективной защиты аппараты под высоким давлением должны оснащаться системами взрывозащиты, которые предполагают наличие различных гидрозатворов и огнепреградителей. Также используются устройства аварийного сброса давления (обратные и предохранительные клапаны). На видных местах необходимо размещать схемы эвакуации людей в случае пожара, инструкции, определяющие действия персонала по обеспечению безопасной и быстрой эвакуации, устройства систем. Оператор должен использовать следующие средства индивидуальной защиты: костюм (халат) хлопчатобумажный, рукавицы комбинированные, сапоги резиновые.

Объем контроля определяется в зависимости от группы сосуда (аппарата), который работает под давлением и определяется в зависимости от температуры стенки, расчетного давления и характера рабочей среды представлены в (таблице 5.3).

Таблица 5.3 – Определение группы сосуда

Группа сосуда	Расчетное давление, МПа (кгс/см ²)	Температура стенки, °С	Характер рабочей среды
1	Свыше 0,07 (0,7)	Независимо	Взрывоопасная, или пожароопасная, или 1, 2 классов опасности по ГОСТ 12.1.007
2	До 2,5 (25)	Ниже минус 70, выше 400	Любая, за исключением указанной для 1-й группы сосудов
	Свыше 2,5 (25) до 4 (40)	Ниже минус 70, выше 200	
	Свыше 4 (40) до 5 (50)	Ниже минус 40, выше 200	
	Свыше 5 (50)	Независимо	
3	До 1,6 (16)	От минус 70 до минус 20	
		От 200 до 400	
	Свыше 1,6 (16) до 2,5 (25)	От минус 70 до 400	
	Свыше 2,5 (25) до 4 (40)	От минус 70 до 200	
4	До 1,6 (16)	От минус 40 до 200	
		От минус 20 до 200	

5.3 Экологическая безопасность при эксплуатации

5.3.1 Анализ воздействия на литосферу

На этапе эксплуатации месторождения происходит нарушение целостности грунтов вследствие строительства новых и реконструкции существующих кустовых площадок, дорог, трубопроводов и других объектов инфраструктуры. При этом формируются новые формы рельефа, как положительные (валы, насыпи, отвалы разнообразных грунтов), так и отрицательные (земляные амбары, карьеры, траншеи). Перестройка рельефа, сопровождающаяся дезинтеграцией грунтовых масс и изменениями условий водостока, активизирует, а иногда и изменяет рельефообразующие процессы, что сопровождается возникновением вторичных форм рельефа – промоин, просадок, оползней, оврагов[12].

Вредные отходы

- неисправные СИЗ
- шлам от зачистки труб от АСПО;
- отработанные обтирочные материалы (ветошь);
- твердые отходы при очистке конструкций;
- техническая вода;
- твердые бытовые отходы.

В целях снижения уровня загрязнения литосферы выбросами углеводородов осуществляют мероприятия по сокращению потерь нефти (нефтепродуктов).

Для снижения негативных экологических последствий, которые влияют на почвенно-растительный покров должны быть предусмотрены мероприятия:

- сбор твердых отходов в контейнеры-накопители;
- сооружение подъездных дорог с покрытием железобетонными дорожными плитами в местах переездов через подземные технологические нефтепроводы и инженерные коммуникации;
- складирование плодородного слоя почвы для последующего его использования при рекультивации нарушенных земель.

5.3.2 Анализ воздействия на атмосферу

Источниками выбросов вредных веществ в атмосферу при рабочем режиме эксплуатации объектов добычи нефти являются неплотности фланцевых соединений запорно-регулирующей арматуры и уплотнений подвижных соединений насосов. В период строительного-монтажных работ источниками выброса загрязняющих веществ в атмосферу являются:

- котельная, работающая в период бурения, крепления и освоения новых скважин;
- дизельная электростанция, работающая в период проведения строительного-монтажных работ и освоения скважин;
- выхлопные трубы автомобильной и строительной техники;
- электроды сварочных агрегатов;

Воздействие нефтепромысловых объектов на поверхностные и подземные воды, прежде всего, связано с:

- созданием условий, изменяющих характеристики фильтрационного-внутриболотного и поверхностного стока (прокладка автодорог, трубопроводов, отсыпка площадок);
- нарушением целостности берегов, долин пересекаемых водотоков, что приводит к их частичному разрушению и развитию эрозионных процессов;
- возможным захлаплением русел и затопляемых долин водотоков-строительными отходами, вызывающими изменение гидрологических характеристик водотоков, ухудшение качества воды и условий проживания гидробионтов;
- возможным загрязнением водотоков нефтепродуктами (аварийная ситуация- на нефтепромысловых объектах), хозяйственно-бытовыми и производственными сточными водами (при несоблюдении правил сбора жидкостей и нарушении герметичности оборудования);

- возможной миграцией токсичных веществ в почвы и грунтовые воды, при нарушении правил безопасного обращения с отходами производства и потребления[18].

В зависимости от стадии освоения месторождения преобладает тот или иной вид воздействия. Механическое воздействие на водные объекты преобладает в основном на стадии строительства, химическое – на стадии эксплуатации месторождения и может возникнуть за счёт поступления в водные объекты загрязняющих веществ. Загрязняющие вещества могут попасть в водную среду как непосредственно путем сброса стоков, так и из воздушной среды и за счет почвенно-грунтовых вод.

5.3.3 Безопасность при эксплуатации

Для добычи нефти создается комплекс производственных сооружений, как правило, разбросанных территориально, но взаимосвязанных системами трубопроводов, энергопередач и организацией работы. К основным сооружениям этого комплекса относятся скважины (бурящиеся, эксплуатируемые, нагнетательные и наблюдательные), нефтяные и газовые промыслы, установки сбора и подготовки газа, конденсата и нефти, газо- и нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ), нефтехимические комбинаты, компрессорные станции, магистральные газо- и нефтепроводы, станции подземного хранения газа, газораспределительные станции, энергетические установки, морские платформы, механические и ремонтные заводы и другие.

Каждое из перечисленных сооружений представляет собой потенциальный источник разливов нефти, либо выбросов вредных веществ в атмосферу, а многие из них того и другого, что может быть причиной загрязнения окружающей среды.

На стадии эксплуатации скважины служат центрами временных нефтегенных потоков, которые возникают при аварийных ситуациях, ремонтных работах и от других причин, нарушающих работу скважины. Основным веществом, составляющим нефтегенные потоки от

эксплуатационных скважин, является пластовая жидкость, представляющая собой нефть, содержащую растворенный газ и некоторое количество пластовой воды, как правило, высокой минерализации.

Пластовые попутные воды имеют химический состав, зависящий от геологического возраста и стратиграфического положения продуктивного пласта, минерализацию в пределах от 1 до 300 г/л. Они бывают двух основных видов: жесткие - хлоридно- кальциево-магниевые и щелочные - гидрокарбонатно-натриевые. Пластовые воды кроме нефти содержат значительное количество солей органических кислот (нафтеновых, жирных), органические вещества (фенолы, эфиры, бензолы) и токсичные элементы (бор, литий, бром, стронций).

Нефтегенные потоки от скважин загрязняют почву, поверхностные и грунтовые воды, нарушают почвенные и водные биоценозы. Основной механизм их распространения - гравитационный. Движение этих потоков происходит по поверхности в сторону уклона местности с просачиванием в почвенные горизонты и рыхлые отложения. Попадая в движущиеся водотоки, нефтегенные потоки рассеиваются, смешиваются с потоками от других источников, загрязняя при этом значительные территории.

Аналогичны по составу нефтегенные потоки при прорыве (авариях) промышленных трубопроводов, по которым пластовая жидкость поступает от скважин на сборные пункты и установки первичной подготовки нефти.

Протяженность промышленных нефтепроводов в России порядка 400 тыс.км. Основными причинами аварий на промышленных нефтепроводах являются: коррозия, наезд техники, увеличение давления, пульсация, динамические нагрузки, разморозение, разгерметизация, механические повреждения трубопроводов, вибрация гребенки, неправильно организованная работа, нарушение технологии, усталость металла, заводской брак, подвижка грунта[15].

По опыту нефтепромыслов Западной Сибири в 60% случаев аварии происходят на нефтепроводах, проложенных на болотах и в 26,8% - на

заболоченной местности, что объясняется повышенной коррозионной активностью почв в данных условиях. В 5,5% - при водных переходах, вследствие коррозии металла труб под действием солей и кислот, растворенных в воде.

Большие потери нефти и нефтепродуктов имеют место при их транспортировке как по магистральным нефтепроводам, так и водным, железнодорожным и автомобильным транспортом.

Основными причинами разливов нефти при эксплуатации магистральных нефтепроводов являются в принципе те же, что и промысловых.

Особенно большую опасность представляют магистральные нефтепроводы в местах перехода через искусственные и естественные препятствия (автомобильные и железные дороги, реки, озера), например, на подводных переходах. Участки трубопровода, расположенные под судоходными трассами или в каналах, наиболее подвержены более серьезным механическим повреждениям в результате таких естественных причин, как эрозия отмели, оползание дна, а также перемещение якоря в процессе дноуглубительных работ.

К наиболее наглядным последствиям нефтяного загрязнения относятся гибель птиц и некоторых видов животных, обитающих в морских и пресных водах, загрязнение пляжей, сокращение или прекращение рыболовства на загрязняемых акваториях. Однако наибольшую опасность представляет воздействие нефтепродуктов на экологию водных объектов. Поступившая в воду нефть образует слой вначале на поверхности, при этом легкие углеводороды начинают испаряться. Постепенно нефть вовлекается в турбулентное движение вод, смешиваясь с ними, и через некоторое время большая часть нефти сосредотачивается в водных массах. химического и биохимического разложения образуются другие растворимые соединения окисленные углеводороды, токсичность которых значительно выше, чем у неокисленных.

Часть твердых отходов нефтегазовой отрасли представлена нефешламами, мазутами, отработанными маслами, почвой и бытовым мусором со значительными примесями нефтепродуктов. Эти отходы относят к третьему и четвертому классам опасности. Часть из них перерабатывается, часть вывозится в места организованного захоронения и на санкционированные свалки. На долю предприятий НГК приходится с 30% твердых отходов (около 10 млн. т), загрязняющих почву России. В процессе разработки нефтегазовых месторождений почва загрязняется нефтью, нефтепродуктами, различными химическими веществами и высокоминерализованными сточными водами. Микроорганизмы, развивающиеся в почве, разлагают органические остатки, включая нефтепродукты, и способствуют образованию органических кислот, которые вступают в химические реакции с частицами минеральных пород.

Обычно загрязнения нефтью и нефтепродуктами приводят к значительным изменениям физико-химических свойств почв. Так, разрушение слабых почвенных структур и диспергирование почвенных частиц сопровождается снижением водопроницаемости почв. За счет загрязнения нефтью в почве резко возрастает соотношение между углеродом и азотом, что ухудшает азотный режим и нарушает корневое питание растений. Кроме того, нефть, попадая на поверхность земли и вливаясь в грунт, сильно загрязняет почву и подземные воды, в результате чего плодородный слой земли в течение длительного времени не восстанавливается [18].

Мероприятия по охране окружающей среды при разработке нефтяных месторождений должны быть направлены на предотвращение загрязнения земли, поверхностных и подземных вод, воздушного бассейна нефтепродуктами (жидкими и газообразными), промышленными сточными водами, химреагентами, а также на рациональное использование земель и пресных вод. Они включают в себя:

- полную утилизацию промышленной сточной воды путем ее закачки в продуктивные или поглощающие пласты;

- при необходимости, обработку закачиваемой в продуктивные пласты воды антисептиками, с целью предотвращения ее заражения сульфатовосстанавливающими бактериями, приводящими к образованию сероводорода в нефти и в воде;

- использование герметизированной системы сбора, промышленного транспорта и подготовки продукции скважин;

- полную утилизацию попутного газа, использование замкнутых систем газоснабжения при газлифтной эксплуатации скважин; быструю ликвидацию разливов нефти, строительство нефтеловушек на реках, в местах ливневых стоков;

- создание сети контрольных пунктов для наблюдения за составами поверхностных и подземных вод;

- исключение при нормальном ведении технологического процесса попадания на землю, в поверхностные и подземные воды питьевой водоснабжения ПАВ, кислот, щелочей, полимерных растворов и других химреагентов, используемых как для повышения нефтеотдачи, так и для других целей:

- применение антикоррозионных покрытий, ингибиторов для борьбы с солеотложениями и коррозией нефтепромышленного оборудования;

- организацию регулярного контроля за состоянием скважин и нефтепромышленного оборудования. При этом осколки могут разлетаться на несколько сотен метров и при соударении с технологическим оборудованием, емкостями вызвать их разрушение, приводя к возможности возникновения взрывов и пожаров и гибели людей.

Охрана окружающей природной среды охватывает целый комплекс технических, технологических, организационных и экономических мероприятий, осуществляемых с одной целью – снижения воздействия производственных процессов на окружающую среду. Поэтому охрана окружающей среды является одной из основных производственных задач нефтегазодобывающих предприятий.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации

5.4.1 Анализ вероятных ЧС на месторождениях

В основе аварий могут лежать как технические причины, так и человеческий фактор, они могут быть объективными и субъективными, а также быть следствием экологических и стихийных факторов. Необходимо разработать перечень мероприятий по повышению устойчивости проектируемого объекта (повышение прочности конструкций, резервирование запасов сырья, систем электро – газо - водоснабжения и т.д.).

Для нефтяных месторождений Томской области характерны следующие чрезвычайные ситуации:

- природные (большая продолжительность периода с устойчивыми морозами (до – 45 °С) составляет 164 дня, сильные метели и снежные заносы, лето короткое (50–60 дней), умеренно теплое (+23 °С) и пасмурное, с частыми заморозками);
- технические: сильные взрывы газовоздушных смесей (образуются в результате утечки газа или легких фракций нефти), крупномасштабные пожары на нефтепроводах и территории резервуарного парка, разливы на больших площадях ядовитых сильнодействующих веществ.

5.4.2 Мероприятия по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС

Для снижения последствий и недопущения ЧС необходим анализ и выявление чрезвычайных потенциальных ситуаций. Для этого на предприятии принимают следующие меры [29]:

- контроль и прогнозирование опасных природных явлений и негативных последствий хозяйственной деятельности людей;
- оповещение населения, работников и органов управления предприятия об опасности возникновения ЧС;
- планирование действий по предупреждению ЧС и ликвидации их последствий;

- обучение работников к действиям в ЧС и поддержание в готовности средств защиты.

5.4.3 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Организационные мероприятия

Подготовка рабочего участка и допуск бригады к работе осуществляется только после получения разрешения от оперативного персонала, в управлении и ведении которого находится оборудование ТГВ. Не допускается изменять предусмотренные нарядом меры по подготовке рабочих мест.

Подготовка рабочего места – выполнение до начала работ технических мероприятий для предотвращения воздействия опасных производственных факторов на рабочем месте[11].

Допускающий перед допуском к работе должен убедиться в выполнении технических мероприятий по подготовке рабочего места – личным осмотром, по записям в оперативном журнале, по оперативной схеме и по сообщениям персонала оперативного и оперативно–ремонтного других задействованных организаций.

Началу работ по наряду (распоряжению) должен предшествовать целевой инструктаж.

При включении в состав бригады нового члена бригады инструктаж, как правило, проводит производитель работ (наблюдающий).

Выдающий наряд (распоряжение), ответственный руководитель работ, производитель работ в проводимых или целевых инструктажах, помимо вопросов электробезопасности, должны дать четкие указания по технологии безопасного проведения работ, безопасному использованию грузоподъемных машин и механизмов, инструмента и приспособлений.

Допуск к работе оформляется в обоих экземплярах наряда, из которых один остается у производителя работ (наблюдающего), а второй – у допускающего.

После полного окончания работы производитель работ (наблюдающий) должен удалить бригаду с рабочего места, снять установленные бригадой временные ограждения, плакаты и заземления, закрыть двери электроустановки на замок и оформить в наряде полное окончание работ. Ответственный руководитель после проверки рабочего места также оформляет в наряде полное окончание работ.

Окончание работы по наряду (распоряжению) также оформляется оперативным персоналом в «Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям» и в оперативном журнале.

5.4.4 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Законодательством РФ регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др.

Продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. Для работников, работающих на местах, отнесенных к вредным условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов.

Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, занятых на работах с опасными или вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск.

Работнику в течение рабочего дня должен предоставляться, перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается. Всем работникам предоставляются выходные дни, работа в выходные дни производится только с письменного согласия работника.

Законодательством РФ запрещены дискриминация по любым признакам, а также принудительный труд.

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе проведены исследования систем сбора и подготовки высокообводненных нефтей на месторождениях Западной Сибири и особенности установок сбора и подготовки на различных месторождениях.

Было продемонстрировано, что перевод насосных станций повышения давления на безрезервную обработку является успешным решением с точки зрения как экономических, так и технических преимуществ за счет оптимизации системы сбора и обработки продукции скважин на Самотлорском месторождении.

Опыт эксплуатации оборудования НПП «Контекс» подтверждает, что использование современного оборудования для систем сбора и подготовки нефти дает значительный экономический эффект в виде снижения затрат на подготовку нефти, связанных с использованием резервуарного оборудования и расходом дорогостоящего деэмульгатора. Более того, используя современное оборудование в системах переработки нефти, можно снизить температуру технологического процесса, тем самым повышая эксплуатационную надежность устройств подготовки нефти, позволяя им стабильно и эффективно функционировать в отношении температуры, давления, производительности и готовности к расслоению эмульсии даже при колебаниях входных параметров.

В результате исследования был модернизирован агрегат для разделения водонефтяной эмульсии – предложено использовать концевые делители фаз трубных вместо обычных отстойников.

Достигнутые технические и эксплуатационные показатели: повышение эффективности обезвоживания нефти за счет улучшения условий для разделения фаз.

Использование концевых фазоразделителей отличается высокой экономичностью из-за сокращения параметров технологического оборудования и его невысокой стоимости.

Создавая лучшие условия для разделения фаз, это предложение направлено на повышение эффективности обезвоживания нефти с технической точки зрения.

Ещё они способствуют улучшению качества выполнения предварительной обработки нефтяных жидкостей, увеличивают экологическую безопасность в промышленных компаниях. Это очень важный фактор.

Список использованных источников

- 1 Покребин Б.В., «Сбор и подготовка скважинной продукции» / - Курс лекций 1–е изд., М.: ГУ УМК по горному, нефтяному и энергетическому образованию, 2000. – 98с.
- 2 Савельева Н.Н. Совершенствование технологического оборудования системы сбора и подготовки скважинной продукции // Современные наукоемкие технологии. – 2019. – № 2. – С. 138-142; URL: <https://top-technologies.ru/ru/article/view?id=37423> (дата обращения: 21.03.2023).
- 3 «Авторский надзор за реализацией уточненного проекта разработки Самотлорского месторождения» на основании решения протокола ЦКР Роснедра № 4806 от 24.12.2009 г. / - ООО «Тюменский нефтяной научный центр», 2009г
- 4 «Эксплуатация Нижневартовского Центрального товарного парка (НВ ЦТП) Цеха подготовки и сдачи нефти №1 (ЦПСН-1)» / - Технологический регламент № ТР2.7-59. – Нижневартовск.: АО «Самотлорнефтегаз», 2021г. – 260с.
- 5 «Эксплуатация пункта подготовки и сбора нефти Белозерный Центральный товарный парк (БЦТП) Цеха подготовки и сдачи нефти №2 (ЦПСН-2)» / - Технологический регламент № ТР2.7-95. – Нижневартовск.: АО «Самотлорнефтегаз», 2021г. – 165с.
- 6 Шаймарданов В.Х., Нефтинников Е.П. Трубный делитель фаз // Патент РФ № 2369425. Опубликовано: 10.10.2009. Бюл. № 28. «Дополнение к Уточненному проекту разработки Самотлорского месторождения» (л.у. ОАО «Самотлорнефтегаз», л.у. ОАО «ТНК-Нижневартовск») на основании решения протокола ЦКР Роснедра № 4806 от 24.12.2009 г. / - ООО «Тюменский нефтяной научный центр», 2009г
- 7 «Система промысловых трубопроводов опасного производственного объекта Самотлорского месторождения Цеха эксплуатации и ремонта трубопроводов № 1, 2, 3 (ЦЭРТ-1,2,3)» / -

Технологический регламент № ТР2.6-37. – Нижневартовск.: АО «Самотлорнефтегаз», 2021г. – 65с.

8 ГОСТ 12.0.004-90. Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения [Текст]. - Введ. 1991-07-01. - М.: Госстандарт России : Изд-во стандартов, 1991. - 14 с.

9 Положение об организации обучения и проверки знаний рабочих организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору [Текст] : РД 03-20-2007 : утв. Федер. службой по экологическому, технологическому и атомному надзору 29.01.07 : введ. в действие с 19.01.07. - М.: М-во юстиции Рос. Федерации, 2007. - 8 с.

10 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности [Текст]: ПБ 08-624-03 : утв. Постановлением Госгортехнадзора России 05.06.03: введ. в действие с 30.06.03. - М.: Государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2003. - 312 с.

11 ГОСТ 17.1.3.12-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше [Текст]. - Введ. 1987-07-01. - М.: Госстандарт России: Изд-во стандартов, 1987. - 96 с.

12 ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования [Текст]. - Введ. 1992-07-01. - М.: Госстандарт России: Изд-во стандартов, 1991. - 36 с.

13 ГОСТ 12.3.009-76. Система стандартов безопасности труда. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности [Текст]. - Введ. 1977-07-01. - М.: Госстандарт СССР: Изд-во стандартов, 1977. - 7 с.

14 ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод [Текст]. - Введ. 1983-01-01. - М.: Госстандарт России: Изд-во стандартов, 1983. - 5 с.

15 ГОСТ 12.1.007-76. Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [Текст]. - Введ. 1977-01-01. - М.: Госстандарт России: Изд-во стандартов, 1977. - 7 с.

16 Требования к химпродуктам, обеспечивающие безопасное применение в нефтяной отрасли [Текст]: РД 153-39-026-97: утв. М-вом топлива и энергетики Рос. Федерации 10.12.97 : введ. В действие с 01.02.98. - М. : ДЕАН, 2002. - 16 с.

17 Российская Федерация. Законы. Об охране окружающей среды [Текст] : федер. закон : [принят Гос. Думой 20 декабря 2001 г. : одобр. Советом Федерации 26 декабря 2001 г.] - М.: Кремль, 2001. - 16 с.

18 Российская Федерация. Законы. О недрах 2395-1 [Текст] : федер. закон : [принят Гос. Думой 21 февраля 1992 г.] - М.: Дом Советов России, 1992. - 96 с.

19 Российская Федерация. Законы. Об отходах производства и потребления [Текст] : федер. закон : [принят Гос. Думой 22 мая 1998 г. : одобр. Советом Федерации 10 июня 1998 г.] - М.: Кремль, 1998. - 26 с.

20 Российская Федерация. Законы. Об охране атмосферного воздуха: [Текст] федер. закон : [принят Гос. Думой 2 апреля. 1999 г. : одобр. Советом Федерации 22 апреля 1999 г.]. - М.: Кремль, 2001. - № 96-ФЗ.

21 Постановление «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории РФ» [Текст] : утв. Постановлением Правительства РФ 15.04.02. - № 240.

22 ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [Текст]. - Введ. 1989-01-01. - М.: Госстандарт России: Изд-во стандартов, 1989. - 41 с

23 Акульшин А.И. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. Учебное пособие для техникумов – М.: Недра, 1989 – 480 с.: ил.

24 Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1990 – 427с.: ил.

25 Махмудов С.А. Монтаж, эксплуатация и ремонт скважинных насосных установок: справочник мастера. – М.: Недра, 1987.

26 Никищенко С.Л. Нефтепромысловое оборудование: Учебное

пособие. – Волгоград: Издательство «Ин-Фолио», 2008. – 416 с.:ил.

27 Покрепин Б.В. Способы эксплуатации нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие. – Волгоград: Издательство «Ин-Фолио», 2008. – 352 с.:ил.

28 Технологическая схема разработки Саматлорского нефтяного месторождения. – Тюмень: НИПИИП, 1992. – 34 с.

29 Юрчук А.М. Расчёты в добыче нефти. Учебник для техникумов, 3-е изд., перераб. и доп., – М.: Недра, 1979 – 271 с.:ил.

30 Шуров В.А. »Техника и технология добычи нефти» М.Недра,1983г.

31 Муляк В.В., Чертенков М.В. Технология освоения залежей высоковязких нефтей (краткий обзор) // Нефтепромысловое дело. 2006. № 1. С. 15 - 19.

32 Ильинский А.А., Мнацаканян О.С., Череповицын А.Е. Нефтегазовый комплекс Северо-Запада России: стратегический анализ и концепция развития. СПб.: Наука, 2006. 474 с.

33 Мошков В. К., Куршев В.В. и др. Бустерная насосная установка как средство эффективного снижения давления в системе сбора нефти на Калегинском месторождении НГДУ «Арланнефть». // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2000. - №12. С. 28-33.

34 Мошков В. К. исследование и совершенствование систем сбора и подготовки высокообводненных нефтей; Автореф. дисс. на соискание ученой степени канд. техн. наук: 25.00.17. Уфа. Башнипинефть, 2001.-22с.

35 А.с. 1059278 СССР, Б 04 Б 15/00. Насосная установка / Репин Н. Н. и др. № 34964109 / 25-06, // Бюл. Открытия. Изобретения.-1983 № 45.-С-15.

36 Гумеров А. Г., Колпаков Л.Г., Бажайкин М. Г. и др. Центробежные насосы в системах сбора, подготовки и магистрального транспорта нефти.-М.: Недра, 1999.-295 с.

37 Кейлин Г. Н. Заровная Л. П. Использование многофазных насосов в системах нефтесборных трубопроводов // Нефтегазовые технологии- 2001 .-

№2.-С.26-29.

38 Обустройство мелких месторождений с применением многофазных насосных установок / Д.Ю. Гизбрехт // Тр. / Башнипинефть.- 2003.- Вып. 112.-С.211-215.

39 Казак А.С. Новая концепция обустройства нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство-1991.-№4.-С. 145-147.

40 Новое оборудование, используемое в трубопроводном транспорте нефти // Транспорт и хранение нефти-1989.-№11.-С. 145-147.