

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 18.03.01 Химическая технология

Отделение школы (НОЦ): Отделение химической инженерии

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО РЕГИОНА

УДК 622.276.8-047.44 (571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д7Г	Алышевская Татьяна Геннадьевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Бешагина Евгения Владимировна	к.х.н., доцент		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Кашук И.В.	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева И.Л.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Томск – 2022 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

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 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 безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способность применять естественнонаучные и общинженерные знания, методы математического анализа и моделирования в инженерной деятельности, связанной с проектированием и конструированием, технологиями производства оптоэлектроники, оптических и оптико-электронных приборов и комплексов
ОПК(У)-2	Способность осуществлять профессиональную деятельность с учетом экономических, экологических, интеллектуально правовых, социальных и других ограничений на всех этапах жизненного цикла технических объектов и процессов
ОПК(У)-3	Готовность использовать знания о строении вещества, природе химической связи в различных классах химических соединений для понимания свойств материалов и механизма химических процессов, протекающих в окружающем мире
ОПК(У)-4	Владение пониманием сущности и значения информации в развитии современного информационного общества, осознания опасности и угрозы, возникающих в этом процессе, способность соблюдать основные требования информационной безопасности, в том числе защиты государственной тайны

ОПК(У)-5	Владение основными методами, способами и средствами получения, хранения, переработки информации, навыками работы с компьютером как средством управления информацией
ОПК(У)-6	Владение основными методами защиты производственного персонала и населения от возможных последствий аварий, катастроф, стихийных бедствий
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способность и готовность осуществлять технологический процесс в соответствии с регламентом и использовать технические средства для измерения основных параметров технологического процесса, свойств сырья и продукции
ПК(У)-2	Готовность применять аналитические и численные методы решения поставленных задач, использовать современные информационные технологии, проводить обработку информации с использованием прикладных программных средств сферы профессиональной деятельности, использовать сетевые компьютерные технологии и базы данных в своей профессиональной области, пакеты прикладных программ для расчета технологических параметров оборудования
ПК(У)-3	Готовность использовать нормативные документы по качеству, стандартизации и сертификации продуктов и изделий, элементы экономического анализа в практической деятельности
ПК(У)-4	Способность принимать конкретные технические решения при разработке технологических процессов, выбирать технические средства и технологии с учетом экологических последствий их применения
ПК(У)-5	Способность использовать правила техники безопасности, производственной санитарии, пожарной безопасности и нормы охраны труда, измерять и оценивать параметры производственного микроклимата, уровня запыленности и загазованности, шума, и вибрации, освещенности рабочих мест
ПК(У)-6	Способность налаживать, настраивать и осуществлять проверку оборудования и программных средств
ПК(У)-7	Способность проверять техническое состояние, организовывать профилактические осмотры и текущий ремонт оборудования, готовить оборудование к ремонту и принимать оборудование из ремонта
ПК(У)-8	Готовность к освоению и эксплуатации вновь вводимого оборудования
ПК(У)-9	Способность анализировать техническую документацию, подбирать оборудование, готовить заявки на приобретение и ремонт оборудования
ПК(У)-10	Способность проводить анализ сырья, материалов и готовой продукции, осуществлять оценку результатов анализа
ПК(У)-11	Способность выявлять и устранять отклонения от режимов работы технологического оборудования и параметров технологического процесса

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 (специальность): 18.03.01 Химическая технология
 Отделение школы (НОЦ): Отделение химической инженерии

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Д7Г	Альшеевская Татьяна Геннадьевна

Тема работы:

Повышение эффективности работы установки подготовки нефти Западно-Сибирского региона	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Технологический регламент, параметры работы УПН, химические свойства нефти
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Литературный обзор. Подготовка нефти. Разделение водонефтяных эмульсий 2. Характеристика объекта исследования - УПН 3. Моделирование процесса подготовки нефти на УПН, оптимизация технологического процесса 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.т.н. Кашук И.В.
Социальная ответственность	Старший преподаватель Мезенцева И.Л.

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Бешагина Евгения Владимировна	к.х.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д7Г	Альшевская Татьяна Геннадьевна		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Д7Г	Альшевская Татьяна Геннадьевна

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	18.03.01 «Химическая технология»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды 30,2 %.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	Анализ и оценка конкурентоспособности НИ. SWOT-анализ
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Определение структуры выполнения НИ. Определение трудоемкости работ. Разработка графика проведения исследования.
3. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)	Расчет бюджетной стоимости НИ
4. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков	Определение: интегрального финансового показателя; интегрального показателя ресурсоэффективности; интегрального показателя эффективности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Карта сегментирования
2. Матрица SWOT
3. График проведения НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Кащук И.В.	к.т.н., доцент		28.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д7Г	Альшевская Т.Г.		28.02.2022

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Д7Г		Алышевская Татьяна Геннадьевна	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение химической инженерии
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	18.03.01.Химическая технология

Тема ВКР:

<i>Повышение эффективности работы установки подготовки нефти Западно-Сибирского региона</i>	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации	<i>Объект исследования: установка подготовки нефти.</i> <i>Область применения: нефтехимическая промышленность</i> <i>Рабочая зона: производственное помещение</i> <i>Размеры помещения 3 м * 5 м.</i> <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> <i>Полевой этап: установка подготовки нефти на Х НГКМ.</i> <i>Камеральный этап: ЭВМ – 1 шт.</i> <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: моделирование работы установки подготовки нефти в специализированной программе unisim</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Федеральный закон от 28.12.2013 N 426-ФЗ (ред. от 30.12.2020) "О специальной оценке условий труда" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2021) "Правила безопасной эксплуатации и охраны труда для нефтеперерабатывающих производств. ПБЭ НП-2001" (утв. Минэнерго РФ 11.12.2000)
2. Производственная безопасность при эксплуатации: – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов	Опасные факторы: 1. Струи жидкости, воздействующие на организм работающего при соприкосновении с ним; 2. Производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги тканей организма человека; 3. Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов; 4. Ударные волны воздушной среды; 5. Производственные факторы, связанные с повышенным уровнем ионизирующих излучений; 6. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий. Вредные факторы:

	1. Повышенный уровень общей вибрации; 2. Повышенный уровень локальной вибрации; 3. Повышенный уровень шума; 4. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; 5. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; 6. Монотонность труда, вызывающая монотонию; 7. Длительное сосредоточенное наблюдение. Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: изоляция проводов и её непрерывный контроль; предупредительная сигнализация и блокировка; использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов; защита от случайного прикосновения; защитное заземление; защитное отключение оборудования.
3. Экологическая безопасность при эксплуатации	Воздействие на селитебную зону – отсутствет. Воздействие на литосферу – твердые бытовые отходы, строительство временных дорог. Воздействие на гидросферу– жидкие отходы, отстойники. Воздействие на атмосферу– тепловое воздействие оборудования.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	Возможные ЧС: Природные катастрофы (наводнения, цунами, ураган и т.д.); Геологические воздействия (землетрясения, оползни, обвалы, провалы территории и т.д.); Техногенные аварии (отказ систем безопасности; нарушение контроля и управления цепной ядерной реакции в активной зоне реактора; тепловой взрыв с выбросом радиоактивных веществ, пожар) Наиболее типичная ЧС: пожар.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д7Г	Альшевская Татьяна Геннадьевна		

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 (специальность): 18.03.01 Химическая технология

Уровень образования Бакалавриат

Отделение школы (НОЦ): Отделение химической инженерии

Период выполнения весенний семестр 2021 /2022 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Процент выполнения
	Литературный обзор. Подготовка нефти. Разделение водонефтяных эмульсий	
	Характеристика объекта исследования	
	Моделирование процесса подготовки нефти на УПН в пакете Unisim, анализ полученных данных, оптимизация технологического процесса	
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
	Социальная ответственность.	

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Консультант (при наличии)

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа бакалавра содержит 82 страницы, 17 рисунков, 21 таблицу, 27 источников.

Ключевые слова: Установка подготовки нефти, сепарация, моделирование, подготовка, эмульсия, оптимизация.

Объектом исследования является установка подготовки нефти (УПН) нефтегазоконденсатного месторождения Западной Сибири, а предметом исследования – параметры работы УПН на нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ).

Целью работы является повышение эффективности работы установки подготовки нефти Западно-Сибирского региона.

В процессе исследования проводилось моделирование процесса подготовки нефти на УПН в пакете Unisim, анализ полученных данных

В результате анализа данных выданы рекомендации по оптимизации технологического процесса.

Область применения: предложенные рекомендации могут быть использованы для рассмотренной УПН.

СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

КСУ – концевая сепарационная установка
БКС – блочная компрессорная станция
ГКС – газоконпрессорная станция
НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение
ГКМ – газоконденсатное месторождение
УЭЦН – установка электроцентробежных насосов
УПН – установка подготовки нефти
УПТНГВ – установка подготовки и транспортировки нефти газа и воды
ФВД – факел высокого давления
ФНД – факел низкого давления
УПВ – установка подготовки воды
БКНС – блочная кустовая насосная станция
БАПР – блок автоматической подачи реагента
БИР – блок измерительно регулирующий
ПП – путевой подогреватель
ОН – отстойник нефти
ОВ – отстойник воды
ГС – газовый сепаратор
ГПЗ – газоперерабатывающий завод
УПТГ – установка подготовки топливного газа
ШФЛУ – широкие фракции легких углеводородов
УКПГ – установка комплексной подготовки газа

Оглавление

Введение	13
1 Обзор литературы.....	15
1.1 Основные современные процессы подготовки нефти.....	15
1.2 Образование водонефтяных личным эмульсий. каждый Методы разделения лекций водонефтяных личное эмульсий личное	22
2 Объект и методы исследования	32
3 Расчеты и аналитика	37
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	45
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	45
4.2 Планирование научно – исследовательских работ.....	50
4.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	55
4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования ..	60
5 Социальная ответственность	63
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	64
5.2 Производственная безопасность при эксплуатации.....	66
5.3 Экологическая безопасность при эксплуатации.....	74
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	76
заключение	79
Список использованных источников	80

ВВЕДЕНИЕ

В текущих экономических условиях (экономические санкции, возможный отказ от покупки российского сырья европейскими государствами), а также в условиях осложнений в добыче нефтяные, нефтегазовые компании все чаще ищут пути снижения затрат и увеличения прибыли за счет сокращения потребления ресурсов или оптимизации технологических процессов. Кроме того, количество прироста трудноизвлекаемых запасов и рентабельность добычи нефти и газа снижается. Поэтому вопросы повышения эффективности применения химических технологий в нефтегазовой отрасли являются актуальными и востребованными к анализу и изучению.

Целью работы является повышение эффективности работы установки подготовки нефти Западно-Сибирского региона.

Для достижения поставленной цели в ходе работы решались следующие основные задачи:

- рассмотрены основные современные процессы подготовки нефти;
- охарактеризовано образование водонефтяных эмульсий, типы, методы разделения водонефтяных эмульсий;
- дана характеристика объекта исследования – УПН;
- проведено моделирование процесса подготовки нефти на УПН в пакете Unisim, проанализированы полученные данные, предложены рекомендации по оптимизации технологического процесса
- рассмотрены вопросы финансового менеджмента, ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- рассмотрены вопросы социальной ответственности.

Объектом исследования является установка подготовки нефти (УПН) нефтегазоконденсатного месторождения Западной Сибири.

Предмет исследования – параметры работы установки подготовки нефти (УПН) на нефтегазоконденсатном месторождении.

Практическая значимость исследования заключалась в предложении оптимальных параметров работы установки подготовки нефти на НГКМ. Подбор параметров проводился на основании анализа результатов, полученных после построения модели УПН.

1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

1.1 Основные современные процессы подготовки нефти

Подготовка нефти – технологический процесс получения товарной продукции (нефти) из исходного добытого на месторождении сырья. После установки подготовки нефть должна соответствовать требованиям, указанным в ГОСТ 9965-76 «Нефть для нефтеперерабатывающих предприятий» [1].

При подготовке нефти с использованием различного оборудования осуществляются процессы сепарации (удаление из нефти легких газов); обезвоживания (отделение воды); обессоливание (извлечение растворенных солей). Рассмотрим технологию данных процессов [2].

Сепарация. При транспортировке пластовой жидкости до центрального пункта сбора из-за того, что из нефти выделяется газ, происходит уменьшение давления [3]. Необходимо реализовывать их отдельный сбор и хранение.

Сепарация представляет собой процесс отделения газа от нефти. Процесс сепарации обеспечивается снижением давления и увеличением температуры нефти, а также когда происходит молекулярная диффузия углеводородных компонентов нефти в пространство с их меньшей концентрацией. Отсепарированный газ выводится из газосепаратора, в котором поддерживаются определенные давление и температура. Ступенью сепарации будет называться каждый пункт вывода газа. Исходя из условий достижения лучших экономических показателей, а также от требований, предъявляемых к товарной нефти, будет зависеть выбор числа ступеней сепарации [4].

Оборудование, которое используется в системе сбора и подготовки нефти и газа, в настоящее время снабжается сепараторами.

В процессе одноступенчатой сепарации происходит резкое снижение давления, выделяется большое количество легких фракций углеводородов, происходит контактное разгазирование.

Многоступенчатая сепарация сокращает унос тяжелых фракций углеводородов. Отвод свободного газа происходит постепенно, по мере снижения давления. Водонефтяная смесь из скважины в первую очередь поступает в газосепаратор высокого давления, где выделяется основная часть газа из нефти. Полученный газ транспортируется под собственным давлением. Водонефтяная эмульсия попадает в сепаратор среднего и низкого давления для окончательного отделения от газа [5].

Сепараторы подразделяются на следующие категории:

- 1) по назначению (замерные, сепарирующие);
- 2) по форме (цилиндрические, сферические);
- 3) по положению в пространстве (вертикальные, горизонтальные и наклонные);
- 4) по характеру действия основных сил (гравитационные, инерционные, центробежные, ультразвуковые и т. д);
- 5) по технологическому назначению подразделяются на:
 - двухфазные, которые применяют для разделения жидкой и газовую фазу;
 - трехфазные, служащие для разделения на нефть, газ и воду;
 - сепараторы первой ступени сепарации, которые рассчитаны на максимальное содержание газа в потоке и давление I ступени сепарации;
 - концевые сепараторы, в которых происходит окончательное отделение нефти от газа перед тем, как транспортировать товарную продукции в резервуар;
 - сепараторы – делители потока разделяют выходящую из них продукцию на потоки одинаковой массы;
 - сепараторы с предварительным отбором газа, где происходит раздельный ввод жидкости и газа в аппарат, а также увеличение пропускной способности;

- 6) по рабочему давлению:

- высокого давления 6 МПа;
- среднего давления 2,5- 4 МПа;
- низкого давления до 0,6 МПа;
- вакуумные (давление ниже атмосферного).

Процесс сепарации осуществляется за счет селективной смачиваемости нефти, а также инерционных, гравитационных сил. Различают пленочную, инерционную и гравитационные сепарации, а сепараторы – жалюзийные, гидроциклонные и гравитационные.

Путём селективного смачивания жидкости на металлической поверхности осуществляется пленочная сепарация. Поток газа, который движется вместе с нефтью, далее попадая в каплеуловитель, капли нефти соприкасаются с поверхностью, смачивают ее и образуют пленку. Жидкость, образованная на пленке, начинает стекать вниз.

Вследствие изменения движения потока, осуществляется инерционная сепарация. Жидкость движется по прямой, а газ начинает изменять свое направление, тем самым происходит их разделение.

Под действием силы тяжести происходит гравитационная сепарация. Газосепараторы, служащие для работы по такому принципу, называются гравитационными. В соответствии с назначением в газосепараторах предусмотрены четыре основных секции:

- 1) основная;
- 2) осадительная;
- 3) сбора жидкости;
- 4) каплеуловительная.

В основной сепарационной секции происходит интенсивное отделение крупнодисперсной фазы. В осадительной секции идет выделение дополнительных пузырьков газа, нефть движется по наклонной поверхности, сливается в слой, расположенный в нижней части сепаратора. Секция сбора, занимающая нижнее положение в сепараторе, служит для вывода нефти, как в однофазном состоянии, так

и вместе с газом. Каплеуловительная секция служит для улавливания капель жидкости. Расположена в верхней части сепаратора [6].

Обезвоживание. В процессе добычи происходит взаимное перемешивание воды и нефти, приводящее к образованию эмульсии путем диспергирования одной жидкости в другой. Образование стойких эмульсий приводит к таким последствиям, как снижение межремонтного периода работы скважин, затруднение сепарации газа и сброса воды на установке предварительного сброса.

Кроме того, необходимость разрушения стойких эмульсий ведет к значительному увеличению энергоемкости. Со временем стойкость эмульсии повышается, поэтому добываемую нефть наиболее целесообразно подвергать процессу обезвоживания на месторождениях, что позволяет сократить денежные затраты на транспорт. При отделении пластовой воды не происходит повторного диспергирования нефтяных эмульсий, уменьшается коррозия нефтепромыслового оборудования, повышается производительность и срок эксплуатации установки подготовки нефти, снижаются нагрузки на аппараты.

Предварительный сброс воды осуществляется двумя способами – путевой и централизованный сброс. Централизованный сброс осуществляется на ДНС и на установках предварительного сброса воды. На установках подготовки нефти процесс обезвоживания происходит в аппаратах – отстойниках. Применяются гравитационный отстой нефти и термохимические методы. При гравитационном отстое резервуар заполняется смесью, которая остается там, на определенное время. Основой метода является процесс коагуляции капель воды. Для наиболее эффективного процесса отстаивания, необходимо нагреть нефть до температуры от 45 до 70 °С.

Термохимические методы, основанные на добавлении деэмульгаторов и подогреве, являются наиболее эффективными. В небольших количествах деэмульгатор вводится во входные трубопроводы

установки предварительного сброса воды. Принцип действия основан на адсорбции деэмульгатора на поверхности раздела фаз «нефть – вода». Менее поверхностно –активные природные эмульгаторы будут вытеснены. На поверхности капля воды образует непрочную пленку, которая будет способствовать процессу коалесценции мелких капель в крупные. Образовавшиеся крупные капли будут легко оседать на дно резервуара [7].

В термохимическую установку обезвоживания нефти (рисунок 1.1) сырая нефть (нефтяная эмульсия) I из сырьевого резервуара 1 насосом 2 через теплообменник 3 подается в трубчатую печь 4. Перед насосом 2 происходит закачка реагента –деэмульгатора II. После печи 4 нефть проходит через теплообменник 5 и попадает в резервуар 6. Из резервуара 6 нефть III выходит, а IV – сбрасывается в канализацию.

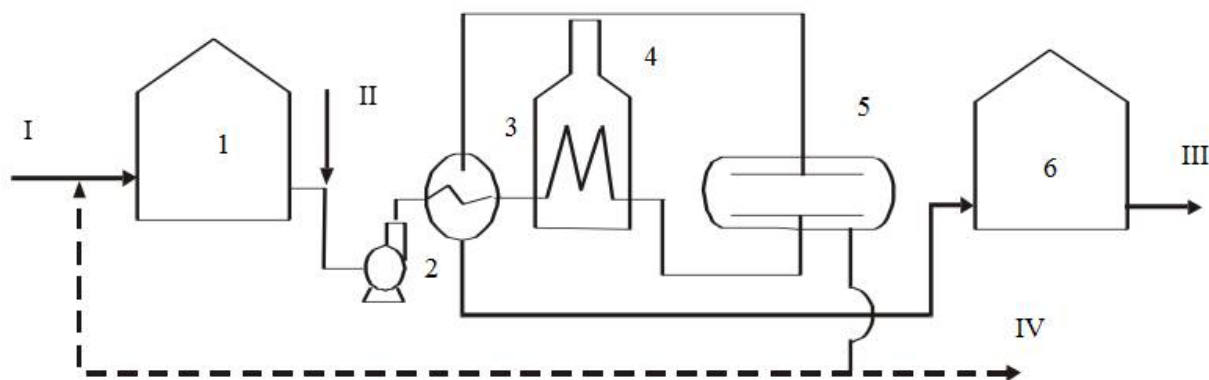


Рисунок 1.1 – Термохимическая установка обезвоживания нефти

В результате процесса перемешивания эмульсии в насосе происходит разрушение бронирующих оболочек асфальтосмолистых веществ. В печи реагент –деэмульгатор превращается в капли пластовой воды. Предварительно нефтяная эмульсия подается в теплообменник 3 и трубчатую печь 4. В трубчатой печи осуществляется нагрев нефтяной эмульсии, если необходимо довести её до температуры выше 120°C. При необходимости нагрева до меньших температур можно использовать пароподогреватель. Оптимальной температурой нагрева можно считать такую, при которой кинематическая вязкость нефтяной эмульсии будет

составлять $4 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2 / \text{с}$. Из трубчатой печи 4 неустойчивая эмульсия попадает в отстойник 5, где расслаивается на нефть и воду. Из верхней части отстойника 5 выводится обезвоженная нефть, которая, проходя через теплообменник 3, отдает часть тепла необходимого для деэмульсации сырой нефти. Далее поступает в резервуар 6, из которого насосом товарная нефть III откачивается в магистральный нефтепровод. Пластовая вода направляется на установку по подготовке сточных вод.

Также возможна работа сырьевого резервуара 1, как установки с предварительным сбросом воды. В данном случае часть горячей воды, выходящей из отстойника, будет подаваться в поток сырой нефти перед резервуаром 1. Резервуар 1 оборудуется переливной трубой и распределительным маточником. Поступающая в резервуар нефтяная эмульсия проходит через установившуюся толщу воды, что способствует полному отделению свободной воды и нефтяной эмульсии. Насосом, отделенная вода откачивается на установку по подготовке сточных вод.

Обессоливание. Минеральные соли, содержащиеся в извлекаемой из водонефтяной эмульсии пластовой воде, серьезно осложняют процессы транспортировки и подготовки продукции, вызывая коррозию оборудования на промыслах и при дальнейшей переработке на нефтеперерабатывающих заводах. При благоприятных условиях может произойти гидролиз солей хлористого магния и кальция, в результате чего образуется соляная кислота, которая обладает способностью разъедать металл. При переработке нефти в результате разложения сернистых соединений образуется сероводород, который в присутствии воды оказывает коррозионное воздействие металлу. Интенсивнее всего протекает коррозия, когда сероводород и соляная кислота в воде находятся совместно. Перед сдачей нефти потребителю на нефтяных промыслах проводят первичное обессоливание попутно с обезвоживанием. Вторичному обессоливанию подвергается продукция перед переработкой на нефтеперерабатывающем заводе. Для более

полного извлечения солей используют электрообессоливающие установки [8].

Предварительно обезвоженная нефть промывается большим количеством пресной воды. Минерализованная пластовая вода сливается с каплями промывочной пресной воды. Полученная водонефтяная эмульсия подвергается процессу деэмульсации, после чего следует окончательная водная промывка.

Наиболее эффективным считается способ обессоливания на электрообессоливающей установке (рисунок 1.2). Для того, чтобы стабилизировать обводненность нефтяной эмульсии, необходимо ввести ступень теплехимического обезвоживания в электродигидратор.

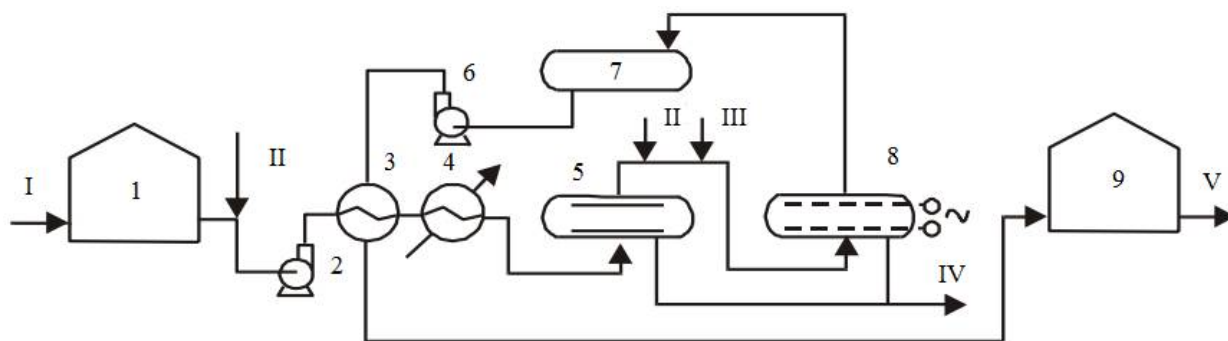


Рисунок 1.2 – Технологическая схема термохимической установки обессоливания нефти

Сырая нефть I резервуара 1 насосом 2 (перед которым вводят реагент – деэмульгатор II) прокачивается через теплообменник 3 и подогреватель 4 и поступает в отстойник 5, где из сырой нефти выделяется большое количество пластовой воды. Из отстойника нефть с остаточным содержанием воды 1–2 % направляется в электродегидратор 8, перед которым в поток нефти вводится пресная вода III и деэмульгатор II, так, что перед обессоливанием обводненность нефти в зависимости от содержания солей доводится до значений 8–15%. В пресной воде соли растворяются.

Вода отделяется от нефти в электродегидраторе. Нефть становится обессоленной. Из верхней части электродегидратора 8 выходит обезвоженная и обессоленная нефть, которая насосом 6, пройдя промежуточную емкость 7, теплообменник 3 направляется в резервуар товарной нефти 9. Отделившаяся в отстойнике 5 и электродегидраторе 8 вода, направляется на установку по подготовке воды. В магистральный нефтепровод отправляется товарная нефть V.

1.2 Образование водонефтяных эмульсий. Методы разделения водонефтяных эмульсий

Водонефтяная эмульсия – это смесь двух нерастворимых друг в друге жидкостей, причем одна из этих жидкостей тонко диспергирована в другой [9]. Эмульсии делятся на два вида:

- 1) Эмульсия первого рода(прямая): нефть - дисперсная фаза, водадисперсионная среда;
- 2) Эмульсия второго рода: нефть - дисперсионная среда, вода - дисперсная фаза.

Образование эмульсий может происходить в призабойной зоне скважины в стволе скважины, а также в поверхностном оборудовании. Образование и стойкость водонефтяных эмульсий определяется в основном относительной величиной содержания фаз, скоростью движения водонефтяной смеси и температурным режимом. Эмульгирование нефти изначально происходит на границе раздела фаз, и с ростом потока объем эмульсии увеличивается. Основные свойства водонефтяных эмульсий:

- а) Дисперсность эмульсии - это степень раздробленности дисперсной фазы в дисперсной среде. Дисперсность может характеризоваться тремя величинами:

- 1) Удельной межфазной поверхностью

2) Обратной величиной диаметра капельки $D=1/d$

3) Диаметром капелек

б) Вязкость- разделяют на два вида:

- Вязкость, обусловленную пульсациями давления дисперсной среды(нефти) и дисперсной фазы(воды)

- Динамическая вязкость, которая зависит от:

1. Вязкости самой нефти.

2. Температуры, при которой образуется эмульсия.

3. Количества содержания воды в нефти.

4. Степени дисперсности.

Точка инверсии - это критическое значение коэффициента обводнения, при котором вязкость эмульсии начинает снижаться. В точке инверсии происходит обращение фаз, в результате чего дисперсная фаза(вода) становится дисперсной средой, а дисперсная среда (нефть) - дисперсной фазой. Инверсия происходит при введении в эмульсию поверхностно - активных веществ(ПАВ) и в результате увеличения содержания воды в эмульсии.

в) Плотность эмульсии. Ее определяют, зная плотность воды и нефти в чистом виде. Они хорошие диэлектрики. При незначительном содержании в воде растворенных солей или кислот электропроводимость ее увеличивается в несколько десятков раз. Свойство капелек воды располагаться в эмульсиях вдоль силовых линий электрического поля является основной причиной использования данного метода для разрушения нефтяных эмульсий.

г) Устойчивость- способность в течение определенного времени не разделяться на фазы (нефть и вода) и не разрушаться. Устойчивость эмульсии определяется ее временем существования. Для разрушения эмульсий применяют деэмульгаторы. Деэмульгаторы должны удовлетворять нескольким требованиям:

- Понижать на границе раздела нефти и воды силу поверхностного притяжения, в результате чего капли воды сливаются в более крупные капли и оседают в дренаж, т. е. происходит коалесценция;

- Не коагулировать в пластовых водах.

Коагуляция- это выделение деэмульгатора из раствора под влиянием незначительных внешних воздействий (температуры, химического состава пластовых вод, давления).

Существуют следующие способы разрушения нефтяных эмульсий [10]: 1) отстаивание; 2) фильтрация; 3) центрифугирование; 4) термическое воздействие; 5) электрическое воздействие; 6) деэмульсация.

Отстаивание. При высокой обводнённости нефти наиболее простым и доступным способом является отстаивание, то есть гравитационное осаждение диспергированных капель воды. На промыслах используют отстойники периодического и непрерывного действия различных конструкций. В качестве отстойников периодического действия обычно используют сырьевые резервуары, в которых при заполнении их сырой нефтью происходит осаждение воды в их нижнюю часть. В отстойниках непрерывного действия отделение воды происходит при непрерывном прохождении обрабатываемой смеси через отстойник. В зависимости от конструкции и расположения распределительных устройств движение жидкости в отстойниках осуществляется в преобладающем направлении горизонтально или вертикально. К недостаткам этого метода относятся низкая производительность и высокая чувствительность к термодинамическим условиям процесса обработки водонефтяной эмульсии. Кроме того, путём отстаивания не удаётся полностью отделить диспергированные капли воды от нефти. Поэтому для повышения технологической эффективности данный метод часто применяется в комбинации с другими методами разделения.

Фильтрация. Для разрушения нестойких эмульсий можно применять метод фильтрации. В качестве материала фильтров используются вещества, не смачиваемые водой, но смачиваемые нефтью. В результате нефть проникает через фильтр, а вода остается над фильтром. Данный метод отличается более высокой степенью очистки (эффективность выше 99% даже для частиц меньше 0,1 мкм) в широком диапазоне температур и относительной простотой конструкций фильтров. Однако, необходимость периодической замены фильтрующих элементов приводит к существенному увеличению эксплуатационных затрат и трудоёмкости процесса, а также требует применения достаточно громоздкого оборудования.

Центрифугирование. Цель использования центрифуги - это повышение эффективности разделения на фазы водонефтяной эмульсии, сокращение количества аппаратов, используемых в схемах промысловой подготовки нефти и газа, т. е. снижение металлоемкости добывающей нефтяной промышленности, удаление вместе с водой механических примесей, присутствующих в ней, т. е. повышение эксплуатационной надежности промысловых трубопроводов [11].

В современное время в промысловой подготовке добываемой водонефтяной эмульсии, чтобы отделить нужные и ценные продукты, такие как нефть и газ от воды и друг от друга выполняются всего две операции: разгазирование и обезвоживание, но для того, чтобы осуществить эти две операции применяются очень громоздкие схемы цепей аппаратов. Все эти схемы цепей аппаратов вместе с насосными станциями для откачки отделенных друг от друга воды и нефти занимают очень много места, все аппараты соединены друг с другом огромным количеством трубопроводов, на которых установлено большое количество различных задвижек для аварийного выхода из строя данного аппарата или отключения его из схемы в случае ремонта. Все это большое количество оборудования очень сложно эксплуатировать.

Помимо этого, в извлекаемой на поверхность водонефтяной эмульсии содержится весьма большое число механических примесей, которые потом при перемещении по трубопроводам действуют как абразив, протачивая во всех трубопроводах канавки, и их стенки истончаются до такой степени, что под действием повышенного давления в трубопроводе он разрывается и данное приводит к авариям с большими материальными, финансовым и экологическими расходами и потерями.

Сокращение числа аппаратов в схемах промысловой подготовки нефти и уменьшение количества порывов промысловых трубопроводов считаются первостепеннейшими и актуальнейшими задачами, а решение этих задач вместе даст возможность уменьшить металлоемкость нефтедобывающей промышленности.

Центрифуги обладают весьма большими недостатками: они имеют цилиндрический барабан и, разделяемая жидкость поступает в него с одного конца, а разделенные компоненты выходят с другого конца барабана, т. е. перемещение жидкости идет вдоль оси центрифуги с маленькой скоростью, а присутствующие в жидкости механические примеси, как материал, имеющий большую плотность, прижимаются к стенкам барабана центрифуги и еще больше замедляют движение жидкости вдоль оси центрифуги. Поток жидкости при такой малой скорости неспособен смыть и унести с собой механические примеси. По этим причинам используемые центрифуги обладают очень низкой производительностью и большой энергоемкостью.

Количество оборотов центрифуги имеет большое значение. При малой скорости будет недостаточна центробежная сила и центрифуга не выполнит своего назначения. При слишком большой скорости вращения стенки барабана могут не выдержать разрывающих усилий и произойдет авария. При эксплуатации центрифуг необходимо иметь в виду, что в начальной стадии, когда барабан развивает вращение, осадок

неравномерно распределяется по поверхности барабана. В результате барабан начинает «бить », что чрезвычайно вредно отражается на прочности станины. С целью смягчения толчков и ударов центрифугам придаются резиновые амортизаторы. По этим же причинам на центрифугах устанавливают тормоз, позволяющий после выключения электромотора плавно и сравнительно быстро остановить барабан. Не менее важно, чтобы при изготовлении центрифуги барабан был тщательно сбалансирован (центр тяжести барабана и вала должен совпадать с осью вращения). Пусковой период для двигателя представляет самую большую трудность, потому что ему приходится преодолевать инерцию барабана, инерцию находящейся в нем жидкости и трение барабана о воздух. В связи с этим мощность центрифуги всегда рассчитывают на пусковой период. Рабочая мощность обычно в 2- 3 раза меньше пусковой.

На работу центрифуг значительно влияет вязкость жидкой фазы. С увеличением этого параметра производительность центрифуги уменьшается. Поэтому в некоторых случаях (когда это допустимо) с целью снижения вязкости жидкости прибегают к её нагреву. Нагревание эмульсии приводит как к уменьшению вязкости, так и к снижению стойкости эмульсии и соответственно увеличению производительности центрифуги.

Термическое воздействие. Повысить эффективность разделения водонефтяных эмульсий можно при помощи термического воздействия. Данный метод заключается в том, что нефть, подвергаемую обезвоживанию, перед отстаиванием нагревают до температуры 45- 80°C [11]. При нагревании уменьшается прочность слоев эмульгатора на поверхности капель, что облегчает их слияние. Помимо этого, уменьшается вязкость нефти и увеличивается разница плотностей воды и нефти, что способствует быстрому разделению эмульсии. Подогрев осуществляют в резервуарах, теплообменниках и трубчатых печах. К

преимуществам данного метода следует отнести уменьшение сроков разделения эмульсии, низкие капитальные затраты, возможность разделения большого количества эмульсии, возможность применять с другими методами разделения водонефтяной эмульсии. Однако с повышением температуры растворяются высокомолекулярные парафины, которые находятся в адсорбционном слое оболочки капли воды, в результате чего оболочка теряет прочность или разрушается.

Электрическое воздействие. Разделение эмульсий электрическим способом, ввиду сравнительной простоты необходимых для этой цели установок, применимости для большинства эмульсий и достаточной надежности в работе, получило широкое распространение [12].

Электрический способ разрушения эмульсий применяют на нефтеперерабатывающих заводах при обессоливании нефти на ЭЛОУ (электроочистительных установках), а также при очистки нефтепродуктов от водных растворов щелочей и кислот (электрофайнинг).

В обоих случаях используют электрическое поле высокой напряженности. Под действием электрического поля взвешенные частицы воды сливаются в более крупные, которые под действием силы тяжести осаждаются вниз. Отстоявшаяся вода с растворенными в ней солями выводится из нижней части электрордегидратора, обезвоженная нефть - из верхней части. Для достижения минимального содержания солей нефть промывают на ЭЛОУ, состоящих из 2- 3 последовательно соединенных ступеней электрордегидраторов.

Основными технологическим параметрами процесса являются: давление, температура, удельная производительность дегидраторов, расход диэмульгатора, расход промывной воды и степень ее смешения с нефтью, напряженность электрического поля. Применяемый на ЭЛОУ подогрев нефти позволяет уменьшить её вязкость, что значительно повышает подвижность капелек воды в нефтяной среде и ускоряет их коалесценцию. Вместе с тем подогрев нефти на ЭЛОУ сопряжен с

серьезными недостатками. С повышением температуры сильно увеличивается электропроводность нефти и, соответственно, повышается расход электроэнергии, значительно усложняются условия работы проходных и подвесных изоляторов. Поэтому подогрев разных нефтей на ЭЛОУ проводят в интервале температур 60- 150 °С, выбирая для каждой нефти оптимальное значение, обеспечивающее минимальные затраты на ее обессоливание.

Электроочистку можно применять совместно с другими методами разделения водонефтяных эмульсий. Недостатками являются сложность в обслуживании, ремонте и замене элементов оборудования. Кроме того, при увеличении электропроводности нефти существенно возрастает расход электроэнергии, значительно усложняются условия работы проходных и подвесных изоляторов.

Деэмульсация. Внутритрубную деэмульсацию проводят с помощью добавления в эмульсию химического реагента-деэмульгатора. Это дает возможность разрушать эмульсию в трубопроводе, что снижает ее вязкость и уменьшает гидравлические потери.

Для каждого состава нефти подбирают свой наиболее эффективный деэмульгатор, предварительно оценив результаты отделения пластовой воды в лабораторных условиях.

Любое органическое вещество, обладающее моющими свойствами, может с той или иной эффективностью использоваться в качестве деэмульгатора. Высокоэффективные деэмульгаторы, применяемые на нефтепромыслах и нефтеперерабатывающих заводах для обессоливания и обезвоживания нефти, содержат смесь ПАВ (поверхностно - активные вещества) различных структур и модификаций. Теории, объясняющие механизм действия деэмульгаторов, разделяют на две группы:

- физическая, предполагающая протекание физической адсорбции молекул деэмульгатора на коллоидных частицах, разрыхляющее и модифицирующее действие деэмульгаторов на

межфазный слой, которое способствует вытеснению и миграции молекул (частиц) стабилизатора в ту или иную фазу;

- химическая, основанная на предположении о преобладающей роли хемосорбции молекул деэмульгатора на компонентах защитного слоя с образованием прочных химических связей, в результате чего природные стабилизаторы нефти теряют способность эмульгировать воду. Метод химической деэмульсации обеспечивает достаточно быстрое и полное отделение пластовой воды при относительно невысоком расходе реагента. Экономическая эффективность метода определяется главным образом характеристиками реагентов - деэмульгаторов, а именно их себестоимостью и реакционной способностью, определяющей эффективность разделения водонефтяных эмульсий.

За последнее время на нефтяных месторождениях обретаёт все большее применение блочное оборудование, в котором процесс нагрева нефтяной эмульсии и дальнейшего ее отстоя совмещается в одном аппарате. Данные аппараты получили название подогревателей - деэмульсаторов. Нефтяная эмульсия поступает в них из сепараторов - делителей потока или сепараторов первой ступени. В следствии падения давления в коммуникациях от сепараторов до подогревателей - деэмульсаторов, а также нагрева нефтяной эмульсии из последней выделяется некоторое количество газа.

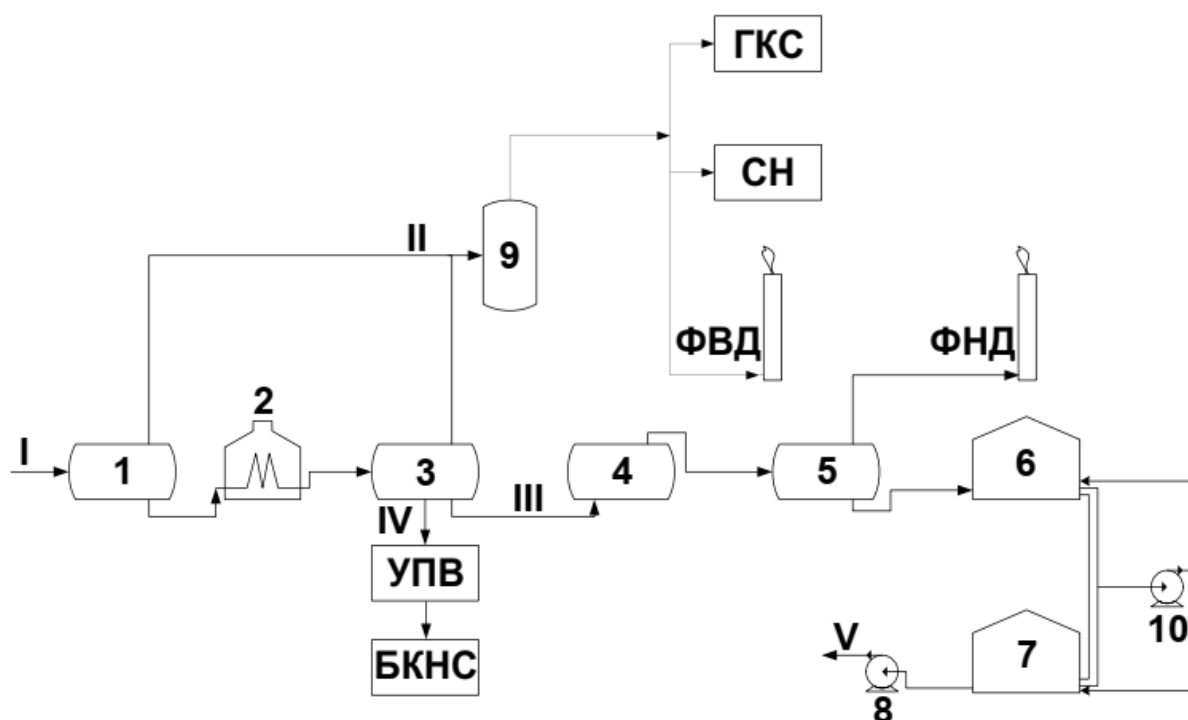
Выделение газа в отстойной секции данных аппаратов препятствует процессу отделения воды, по этой причине во всех совмещенных аппаратах предусматривается отбор газа до поступления нефтяной эмульсии в отстойную часть аппарата, т. е. подогреватели - деэмульсаторы выполняют также функции сепараторов. Отделившийся в подогревателях - деэмульсаторах газ сжигается в своем аппарате (с целью подогрева нефтяной эмульсии) либо подается в систему сбора.

Процесс обезвоживания нефти в горизонтальных аппаратах основан на том же принципе, что и в вертикальных: подогрев и разрушение

нефтяной эмульсии при прохождении ее через слой горячей воды, при этом направления потоков в процессе промывки также вертикальные. Для этой цели горизонтальная емкость разделяется на несколько отсеков (до трех) и нефтяная эмульсия обрабатывается горячей водой последовательно в каждом отсеке. Данная последовательная обработка дает возможность разрушать наиболее стойкие эмульсии и в этом отношении горизонтальные подогреватели - деэмульсаторы имеют преимущества перед вертикальными. Кроме того, горизонтальные аппараты по тепловой мощности и производительности в несколько раз превосходят вертикальные.

2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Технологическая схема УПН (рис. 2.1) обеспечивает безопасность эксплуатации, возможность ремонта, проведение необходимых исследований, возможность дегазации скважинной продукции, сбор и хранение нефти в резервуарах, дозирование, измерение количества товарной продукции и поставку ее потребителям [13].



1 - первая ступень сепарации, сепаратор С1; 2 - подогреватель нефти ПП; 3 - вторая ступень сепарации, трехфазный сепараторе С2; 4 - горизонтальный отстойник нефти ОН; 5 - концевой сепаратор КС; 6 - сырьевой резервуар Р1; 7 - товарный резервуар Р2; 8 - насос внешней перекачки Н1; 9 - газосепаратор ГС; 10 - насос внутренней перекачки Н2; I - газожидкостная смесь с кустовых площадок; II - газ высокого давления; III - обезвоженная нефть; IV - подтоварная вода; V - нефтепровод.

Рисунок 2.1 – Технологическая схема УПН

На УПН последовательно проводятся следующие технологические операции: прием нефтегазоводяной смеси; сепарация нефти в две

ступени; обезвоживание и обессоливание; сепарация на концевой ступени; сжигание аварийных и постоянных сбросов на факелах высокого и низкого давления; прием и учет товарной нефти; подача товарной нефти в промысловый нефтепровод.

Добываемая из скважин продукция с кустовых площадок по соответствующим трубопроводам входит в место соединения. Сборные коллекторы представляют собой трубную сборку с врезкой нефтесборных трубопроводов. Для усовершенствования процесса деэмульсации нефти и отделения пластовой воды, а также для борьбы с парафиновыми отложениями и коррозией в трубопроводе, предусмотрена подача деэмульгатора и ингибитора из блока дозирования реагентов, который расположен на площадке подключения. После площадки подключения нефтегазоводяная смесь поступает на технологическую площадку УПН. Установка включает в себя: нефтегазосепараторы; нефтегазосепараторы со сбросом воды; подогреватель нефти; горизонтальные отстойники нефти, полнопоточные; сепаратор концевой ступени; блок измерительно - регулирующий (БИР); насосная внешней и внутренней перекачки с узлом учета нефти; сепараторы газовые; фильтр коалесцер; факельные установки высокого (ФВД) и низкого давления (ФНД); блок автоматической подачи реагента; резервуары нефти; стояк налива нефти; стационарная система пожаротушения; склад химреагентов; объекты инженерного обеспечения.

Сырая нефть поступает в сепарационную установку нефтегазовых сепараторов на первую ступень сепарации через успокоительные коллекторы, где производится успокоение и расслоение потока смеси нефти и газа. В сепараторе С1 производится холодная сепарация нефти с последующим выделением попутного нефтяного газа из жидкости. Стабилизируя поток нефти и газа, сепаратор С1 служит для предварительного сброса газа, тем самым облегчая работу следующего

трехфазного сепаратора. Сепаратор С1 отделяет до 90% нефтяного газа из нефти при давлении 0,6- 0,8 МПа.

Далее газоводонефтяная смесь поступает в подогреватель нефти, где нагревается до температуры 52- 58°C для улучшения процесса разгазирования и отделения воды от нефти.

После подогревателя поток нефти и газа направляется на вторую стадию разделения в трехфазный сепаратор С2 для отделения пластовой воды и дальнейшей дегазации (до 30% от общего объема газа) при давлениях до 0,45- 0,55 МПа. Обезвоживание нефти в аппарате обеспечивается до содержания воды не более 5- 10%.

Для того, чтобы довести нефть по содержанию воды до товарного качества (до 0,5%), предусмотрен горизонтальный нефтеотстойник (ОН). В этом отстойнике, который работает в режиме полного заполнения, за счет большого времени пребывания (до 1 часа) и создания условий для промывки нефти в слое пластовой воды без перемешивания фаз, обеспечивается достаточное отделение воды от нефти. Давление в устройстве поддерживается гидростатически (до 0,12 МПа), за счет перепада высот между отстойниками и концевым сепаратором (КС) порядка 13,00 м.

При повышении содержания хлористых солей в нефти выше установленного ГОСТ Р 51858 предусмотрена подача пресной воды на вход отстойника нефти. Подача пресной воды регулируется из расчета 3- 5% от количества нефти.

Окончательная дегазация нефти проводится в концевом сепараторе КС (давление насыщенных паров не более 500 мм рт. ст.). Давление в аппарате поддерживается минимально достаточным для вывода газов на факел низкого давления.

Кондиционная нефть с концевого сепаратора подается в сырьевой резервуар Р1 под пласт воды. Водяная «подушка» в резервуаре Р1 поддерживается на уровне 2–3 м. Обвязка и внутреннее устройство

резервуаров в товарном парке разработано таким образом, что каждый резервуар может быть как товарным, так и технологическим. Нефть в резервуарах продолжает отстаиваться от воды. Для контроля обводненности нефти на блоке БИР установлен поточный влагомер, а после концевых сепараторов установлены пробоотборники.

Откачка товарной нефти из резервуаров производится с уровня 2 м. Предусмотрена возможность работы насосов внутренней перекачки на некондиционной нефти из резервуаров с уровня 0.5 м., 2 м., 5 м. в отстойник нефти, на вход в ПП или из аварийного резервуара в целый.

В резервуарах предусмотрен контроль межфазного уровня. Чистая подтоварная вода выводится из резервуаров в систему промканализации, а загрязненная с большим содержанием нефти – более 1000 мг /м³ в – дренажную емкость. Вода (нефть) из дренажной емкости откачивается погружным насосом емкости на вход отстойника нефти ОН.

Пластовая вода после трехфазного сепаратора второй ступени сепарации и отстойника нефти направляется в отстойник воды ОВ для дополнительной очистки от нефти и дальнейшего использования в системе ППД.

Нефтяной газ после первой и второй ступеней сепарации по сборному коллектору поступает в газосепаратор ГС. Газ, после дополнительной очистки от капельной влаги в газосепараторе (остаточное содержание до 0,015 г /м³), поступает в сборный коллектор, откуда подается в блок БИР, на ГКС и на узел регулирования давления. Из сборного коллектора часть подготовленного газа используется в качестве топливного газа на собственные нужды (котельная, на газопотребляющих электростанциях с целью выработки электроэнергии, для подогревателей нефти) и в качестве продувочного газа в факельных коллекторах. Избыток газа по давлению «до себя» клапанами автоматически сбрасывается на факел высокого давления ФВД. Замер

расходов газа производится на узле учета газа, расположенном в блоке БИР и на площадках, с выводом показаний в операторную блока СЭБ.

Постоянный и аварийный сброс газов первой и второй ступени сепарации, осуществляется в факельные коллектора высокого давления. На факел низкого давления ФНД поступают постоянные и аварийные сбросы от сепаратора концевой ступени КС. Сжигание неиспользованных объемов газов сепарации при неработающей ГКС осуществляется на факеле высокого давления. Для освобождения трубопроводов и оборудования от нефтепродуктов предусмотрены необходимые дренажные емкости.

Контроль и управление работой оборудования УПН, включая предупредительную и аварийную сигнализацию, блокировку при аварийных ситуациях, осуществляется АСУ ТП в соответствии с рабочими программами и технологическими требованиями в автоматическом режиме и дистанционно оператором из помещения операторной, входящей в состав служебноэксплуатационного блока (СЭБ) [13].

3 РАСЧЕТЫ И АНАЛИТИКА

Моделирование процесса подготовки нефти проводилось с помощью системы UniSim Design. Программное обеспечение для автоматизированного проектирования (САПР) UniSim Design от Honeywell – это программное обеспечение для моделирования процессов на промышленных предприятиях, которое помогает повысить эффективность проектирования и оптимизировать решения. Данный программный продукт позволяет создавать статические и динамические модели для проектирования и оптимизации промышленных установок и систем управления, анализа нештатных ситуаций и рисков, оценки систем безопасности, мониторинга производительности, устранения неполадок, повышения производительности, бизнес-планирования и управления активами.

UniSim Design включает в себя следующие компоненты: База данных физико-химических свойств веществ; Пакеты для расчета свойств смесей; Пакет описания расчета нефтей и нефтяных фракций; Компьютерные модели различных аппаратов и оборудования; Методы и программы расчета и оптимизации ХТС; Средства визуализации схем, настройку пользовательского интерфейса, отчетность; Инструменты для разработки пользовательских программ и расширения базы компонентов [14].

Для оценки адекватности модели сравним исходный материальный поток и смоделированные данные. В таблице 3.1 сравним значения плотности, полученные после моделирования с лабораторными данными.

Таблица 3.1 – Сравнение значений плотности материальных потоков сырой нефти

Свойство, ед. изм.	Значение
Исходная плотность при с.у., кг/м ³	576,9
Полученная плотность при с.у., кг/м ³	578,2
Погрешность, %	0,99

Посчитав погрешность значений в таблице 3.1 можем сделать вывод, что она лежит в пределах допустимых значений, что указывает на корректность данных.

На основе данных технологического регламента работы аппаратов представим участок технологической схемы подготовки нефти (рисунок 3.1).

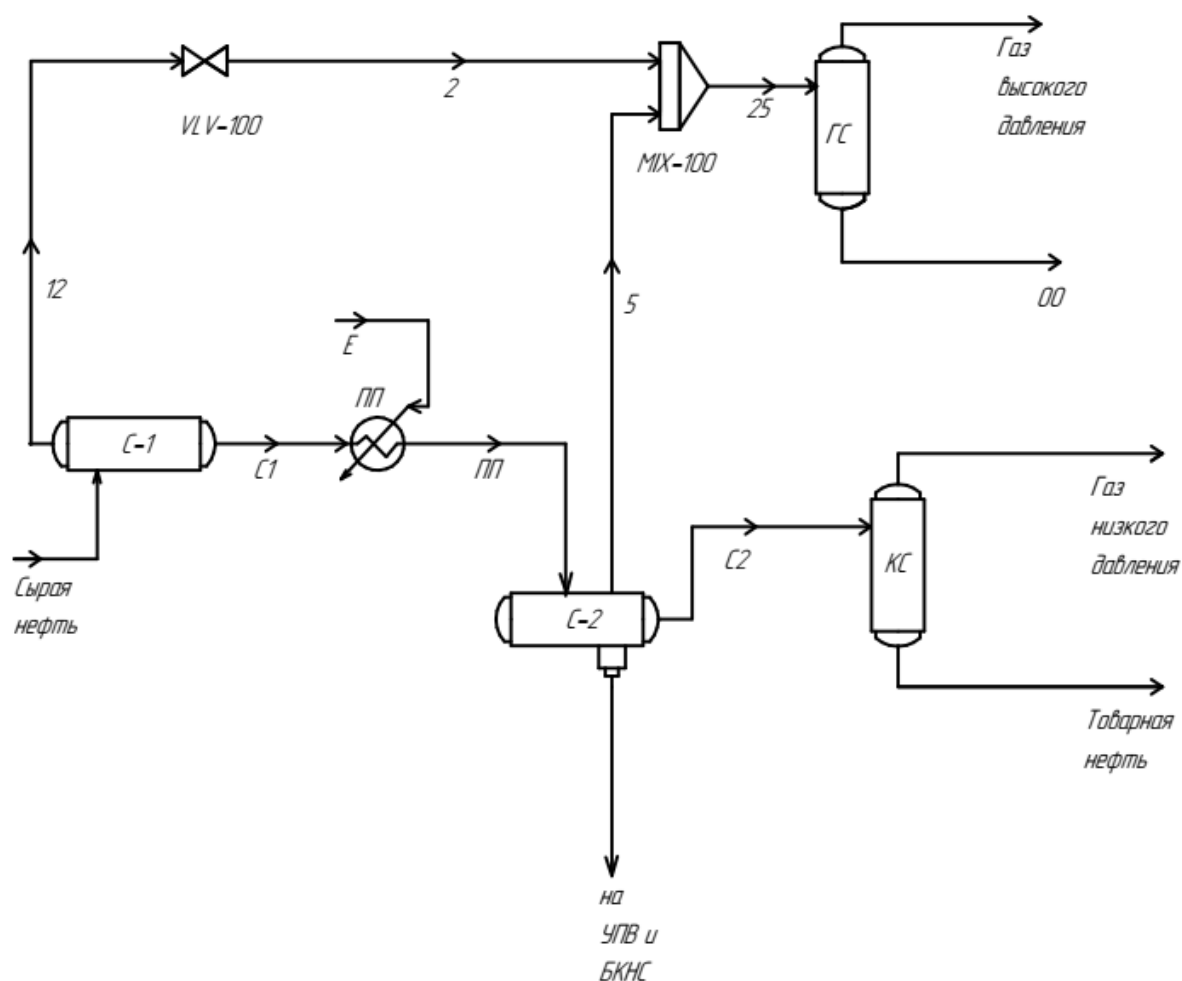


Рисунок 3.1 – Участок технологической схемы подготовки нефти

Сырая нефть поступает в сепаратор С – 1, поток С1 идет через путевой подогреватель ПП, жидкость из ПП в сепаратор С – 2, где отделяется вода и поступает УПВ затем на БКНС, поток С2 поступает в КС (КСУ), где происходит конечная сепарация и отделяется газ низкого давления и выходит товарная нефть. Из сепараторов С1 и С2 газ поступает в газовой сепаратор ГС для дальнейшей подготовки.

Материальный баланс действующего участка технологической схемы представлен в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Материальный баланс технологической схемы

Приход			Расход		
	кг/ч.	%		кг/ч.	%
Сырая нефть	180000	100	Товарная нефть	88920	49,4
			Газ на ГКС	66420	36,9
			Газ на ФНД	24660	13,7
Итого	180000	100		180000	100

По данным таблицы 3.2 видим, что выход товарной составляет 49,4 % от всей поступающей на УПН. На рисунке 3.3 представлен компонентный состав сырой нефти, приходящей на УПН.

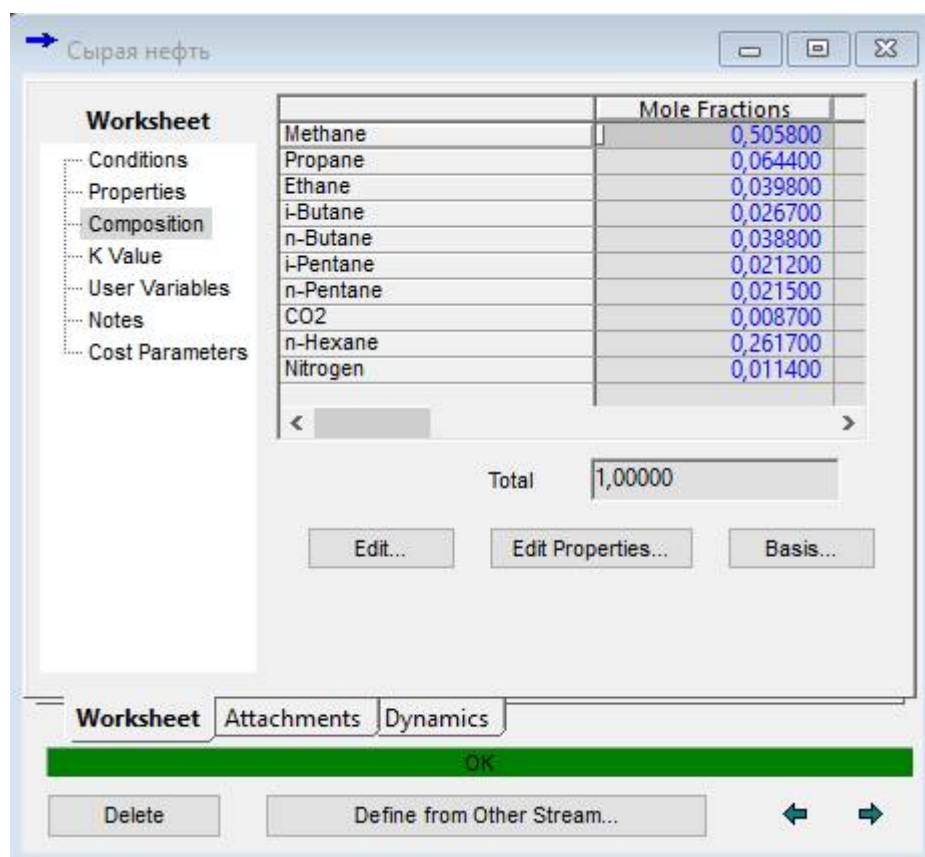


Рисунок 3.3 – Компонентный состав поступающей сырой нефти

Как видно из рисунка 3.3, в приходящей на УПН смеси преобладает метан. Компонентный состав товарной нефти, выходящей из УПН представлен на рисунке 3.4.

	Mole Fractions	Vapour Phase	Liquid Phase
Methane	0,0340	0,7901	0,0340
Ethane	0,0145	0,0551	0,0145
Propane	0,0645	0,0644	0,0645
i-Butane	0,0435	0,0166	0,0435
n-Butane	0,0717	0,0190	0,0717
i-Pentane	0,0482	0,0049	0,0482
n-Pentane	0,0509	0,0038	0,0509
CO2	0,0014	0,0131	0,0014
n-Hexane	0,6711	0,0149	0,6711
Nitrogen	0,0002	0,0181	0,0002

Рисунок 3.4 – Компонентный состав товарной нефти

Товарная нефть выходит из УПН с наибольшим содержанием углеводородов C6+.

В процессе подбора необходимых оптимальных параметров был выявлен ряд зависимостей на каждой ступени сепарации. Зависимости количественных и качественных параметров от изменяемых параметров (температура и давление). Данные зависимости изображены на рисунках 3.5-3.10.

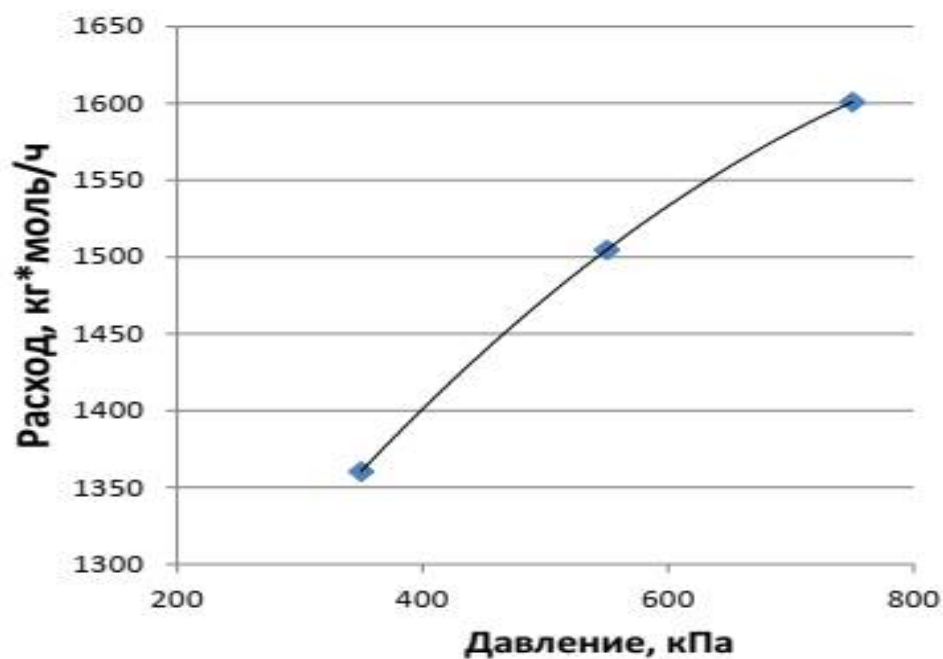


Рисунок 3.5 – Зависимость расхода от давления на первой ступени сепарации

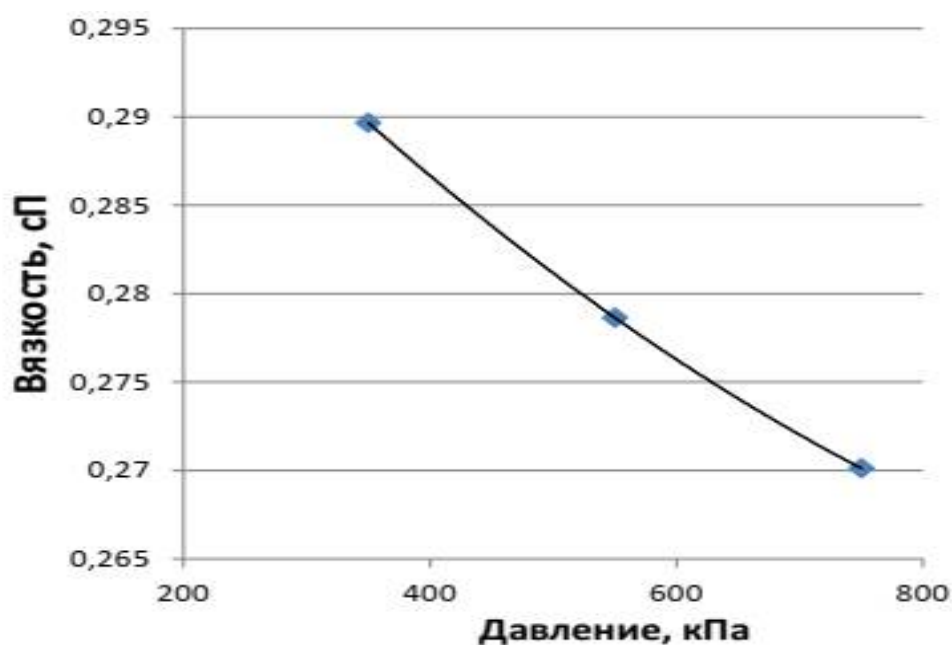


Рисунок 3.6 – Зависимость вязкости от давления на первой ступени сепарации.

На рисунке 3.5 и 3.6 мы видим, что на первой ступени сепарации при увеличении давления увеличивается расход и уменьшается вязкость.

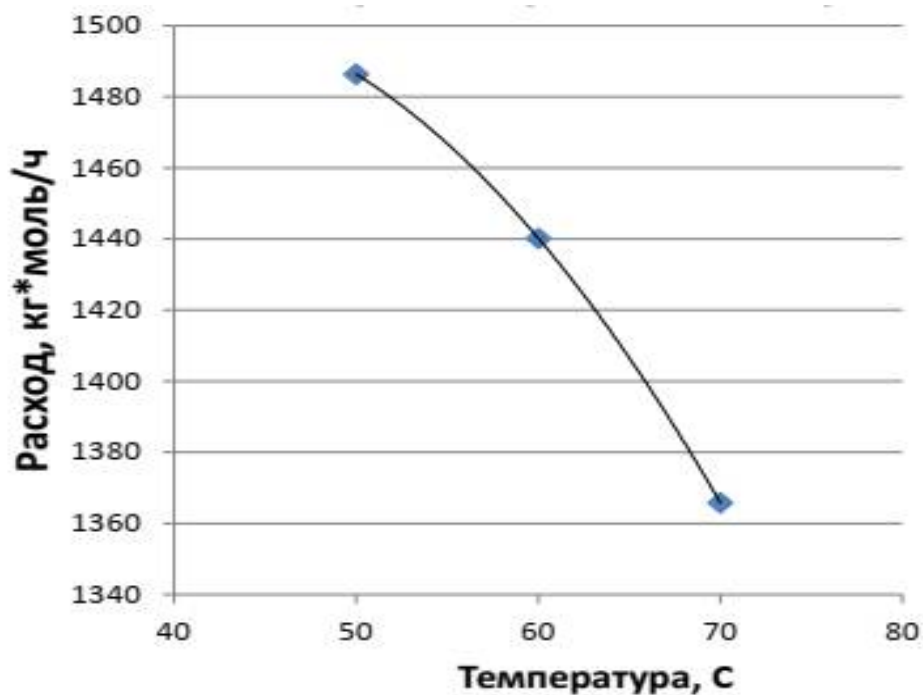


Рисунок 3.7 – Зависимость расхода от температуры на второй ступени сепарации

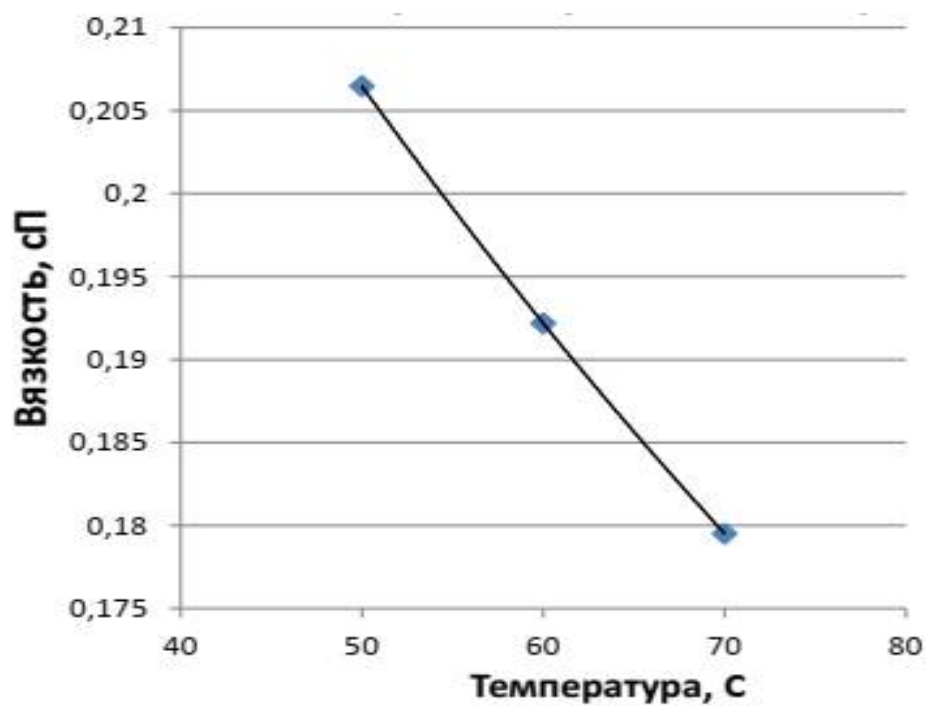


Рисунок 3.8 – Зависимость вязкости от температуры на второй ступени сепарации

Анализируя рисунки 3.7 и 3.8 можем сделать вывод что повышение температуры на второй ступени сепарации понижает расход и вязкость.

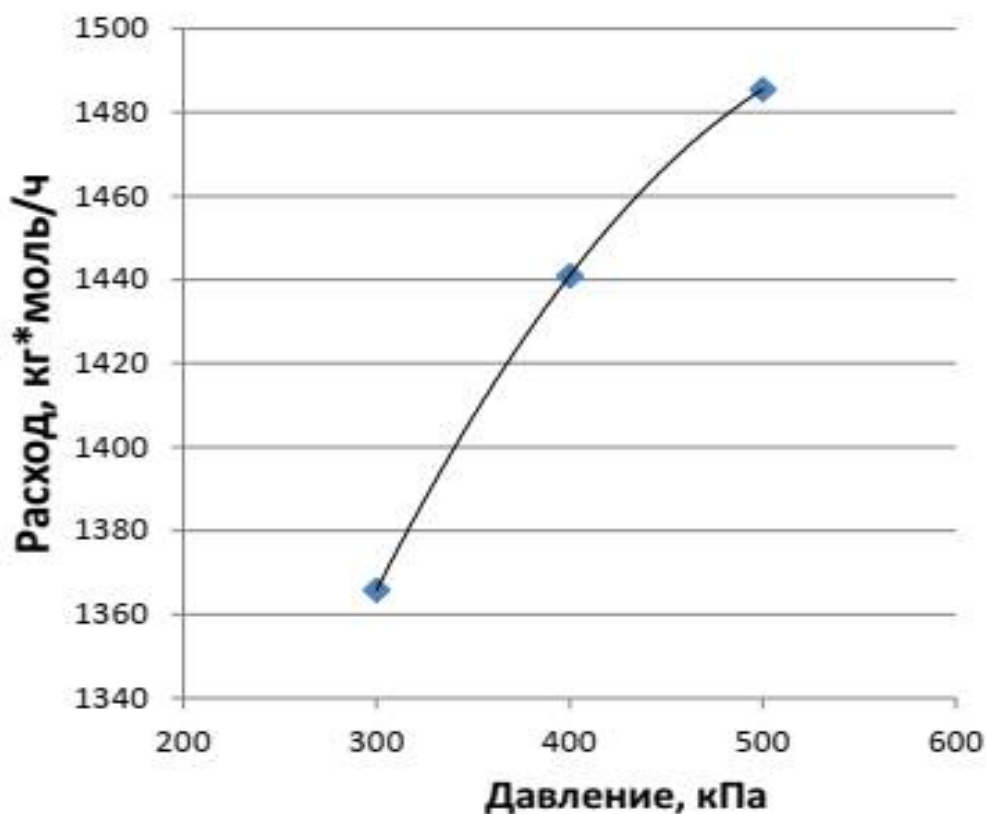


Рисунок 3.9 – Зависимость расхода от давления на второй ступени сепарации

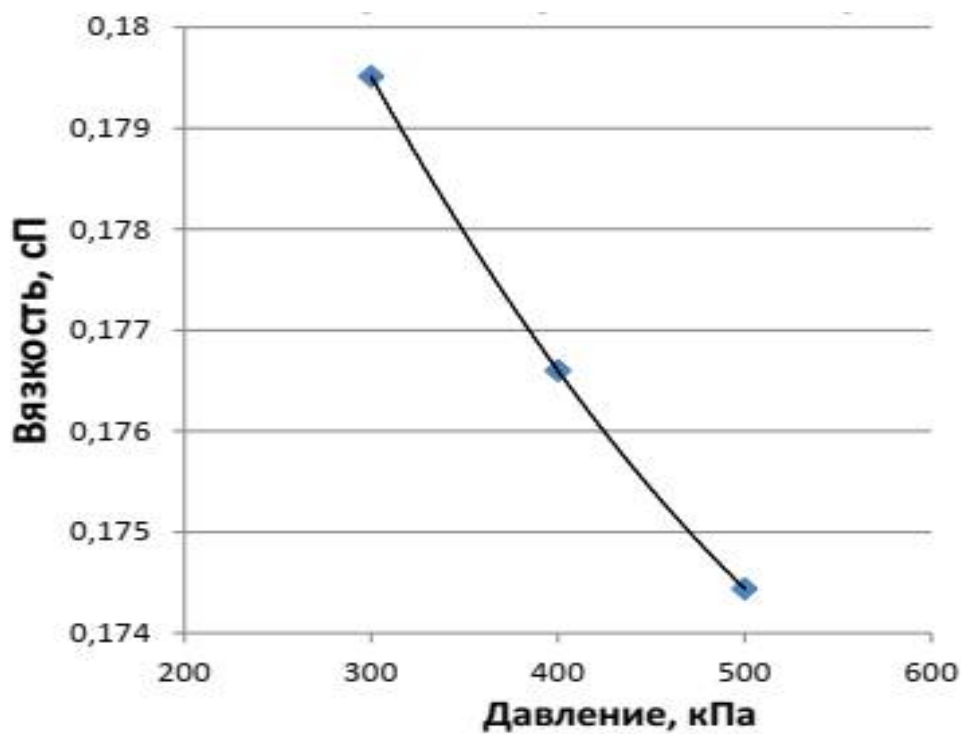


Рисунок 3.10 – Зависимость вязкости от давления на второй ступени сепарации

Изменения, наблюдаемые на рисунках 3.9 и 3.10 аналогичны изменениям, наблюдаемым при повышении давления на первой ступени.

На основе выявленных зависимостей подобрали наиболее подходящие параметры, показанные в таблице 3.3. Компонентный состав нефти с КСУ с оптимальными параметрами представлен на рисунке 3.11.

Таблица 3.3 – Сравнение параметров работы УПН и оптимальных параметров.

Параметры	Давление, Мпа			Температура, °С			ДНП, кПа	Расход, кг/ч
	1 ступень	2 ступень	КСУ	1 ступень	2 ступень	КСУ	КСУ	
Параметры УПН	0,6	0,55	0,1	15	52	25		88970
Оптимальные параметры	0,75	0,4	0,04	15	60	20,3	66,4	92720

	Mole Fractions	Vapour Phase	Liquid Phase
Methane	0.0000	0.0057	0.0000
Ethane	0.0001	0.0122	0.0001
Propane	0.0046	0.1117	0.0046
i-Butane	0.0106	0.0971	0.0106
n-Butane	0.0233	0.1484	0.0233
i-Pentane	0.0347	0.0841	0.0347
n-Pentane	0.0415	0.0741	0.0415
CO2	0.0000	0.0011	0.0000
n-Hexane	0.8851	0.4654	0.8851
Nitrogen	0.0000	0.0000	0.0000

Рисунок 3.11 – Компонентный состав нефти с КСУ с оптимальными параметрами.

Таким образом, для оптимизации работы УПН, необходимо обеспечить поддержку оптимальных параметров, полученных в результате моделирования (таблица 3.3). В этом случае прирост товарной нефти составит 3750 кг/ч, (4,2%). Также получили некоторые изменения в компонентном составе (рисунок 3.11), а именно увеличится дегазация по сравнению с подготовкой до оптимизации процесса.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

В настоящей работе рассматривается повышение эффективности работы установки подготовки нефти на промысле Западно-Сибирского региона.

Обоснование целесообразности проведения исследовательских работ является целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

Для промысла предлагается провести анализ работы установки разделения водонефтяных эмульсий при изменении различных факторов.

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

- Оценка коммерческого потенциала разработки.
- Планирование научно-исследовательской работы;
- Расчет бюджета научно-исследовательской работы;
- Определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

По результатам проведенного сегментирования рынка были определены основные сегменты, а также выбраны наиболее благоприятные.

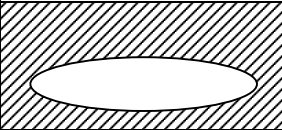
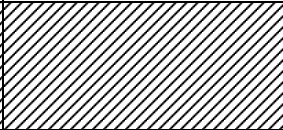
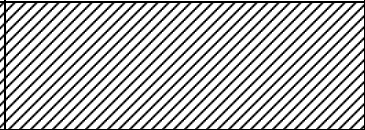
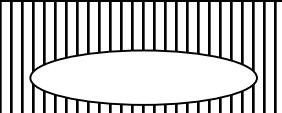
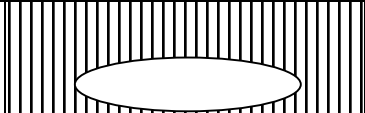
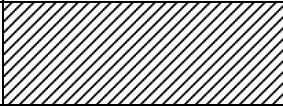
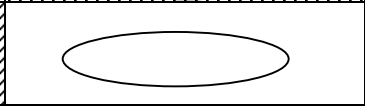
Профиль	Вид услуги		
	Проектирование	Мониторинг	Оптимизация
Экономический			
Охрана труда			
Охрана окружающей среды			

Рисунок 4.1 - Карта сегментирования рынка услуг



Таким образом, наиболее благоприятным сегментом и направлением для исследования был выбран проект на базе Саматлорского месторождения.

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим конкурентам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Таблица 4.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений проекта

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности	0,15	4	3	2	0,6	0,45	0,3
2. Удобство в эксплуатации	0,05	3	3	3	0,15	0,15	0,15
3. Энергоэкономичность	0,08	5	4	4	0,4	0,32	0,32
4. Надежность	0,08	5	3	3	0,4	0,24	0,24
5. Безопасность	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
6. Простота эксплуатации	0,05	4	3	3	0,2	0,15	0,15
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,11	4	3	3	0,44	0,33	0,33
2. Уровень проникновения на рынок	0,05	1	2	2	0,05	0,1	0,1
3. Цена	0,08	4	4	3	0,32	0,32	0,24
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	4	4	4	0,28	0,28	0,28
5. Финансирование научной разработки	0,08	3	5	4	0,24	0,4	0,32
6. Срок выхода на рынок	0,05	4	4	4	0,2	0,2	0,2
7. Наличие сертификации разработки	0,05	1	3	3	0,05	0,15	0,15
Итого	1				3,83	3,59	3,28

Б_ф – повышение эффективности работы установки подготовки нефти по предлагаемой схеме;

Б_{к1}– повышение эффективности работы установки подготовки нефти с использованием термического воздействия;

Б_{к2} – повышение эффективности работы установки подготовки нефти с использованием центрифугирования.

Рассматриваемые в проекте решения имеют наиболее высокий коэффициент конкурентоспособности в сравнении с конкурентами.

4.1.3 SWOT-анализ

Одной из методик анализа сильных и слабых сторон рассматриваемого комплекса мер, его внешних благоприятных возможностей и угроз является SWOT-анализ (таблица 4.2).

Таблица 4.2 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны	Слабые стороны
C1. Высококвалифицированный персонал	Сл1. Зависимость от иностранных поставщиков услуг ремонтного обслуживания
C2. Наличие необходимого оборудования.	
Возможности	Угрозы
B1. Применение современных технологий и оборудования	У1. Штрафы за нарушение экологического законодательства
B2. Применение современных методов	У2. Устаревание технологий и оборудования

На втором этапе на основании матрицы SWOT строятся интерактивные матрицы возможностей и угроз, позволяющие оценить эффективность проекта, а также надежность его реализации. Соотношения параметров представлены в таблицах 4.3–4.6.

Таблица 4.3 – Интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и сильные стороны»

		Сильные стороны проекта	
Возможности проекта		C1	C2
	B1	+	+
	B2	+	-

Таблица 4.4 – Интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и слабые стороны»

		Слабые стороны проекта
Возможности проекта		Сл1
	B1	+
	B2	-

Таблица 4.5 – Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и сильные стороны»

		Сильные стороны проекта	
Угрозы проекта		C1	C2
	У1	+	+
	У2	-	+

Таблица 4.6 – Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и слабые стороны»

		Слабые стороны проекта
Угрозы проекта		Сл1
	У1	-
	У2	+

Результаты анализа представлены в итоговой таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Swot-анализ комплекса мер по повышению эффективности работы установки подготовки нефти

	Возможности 1. Применение современных технологий и оборудования 2. Применение современных методов	Угрозы 1. Штрафы за нарушение экологического законодательства 2. Устаревание технологий и оборудования
Сильные стороны 1. Высококвалифицированный персонал 2. Наличие необходимого оборудования.	1. Проведение комплекса мер по разделению водонефтяной эмульсии 2. Проведение исследования на современном оборудовании	1. Строгое следование всем правилам и экологическим нормам 2. Регулярное проведение модернизации
Слабые стороны 1. Зависимость от иностранных поставщиков услуг ремонтного обслуживания	1. Переход на услуги отечественных сервисных компаний	1. Строгое следование всем правилам и экологическим нормам

Анализируя таблицу SWOT-анализа можем сказать, что предлагаемый комплекс мероприятий имеет достаточно сильных сторон и возможностей.

Основной слабой стороной является зависимость от иностранных сервисных компаний, которые предоставляют услуги по ремонту и модернизации оборудования.

При этом стоит говорить о необходимости постоянной модернизации технологий и оборудования. Кроме того, важной задачей является соблюдение экологического законодательства.

4.2 Планирование научно – исследовательских работ

4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят Инженер, научный руководитель, консультант по части социальной ответственности (СО) и консультант по экономической части (ЭЧ) ВКР. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

Составим перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, проведем распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, Инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Инженер

Окончание таблицы 4.8

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность Исполнителя
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических исследований, изучение литературы	Инженер
	6	Построение и проведение экспериментов (расчетов)	Руководитель, Инженер
	7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими данными	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель
	9	Определение целесообразности проведения ОКР	Инженер, руководитель
<i>Проведение ОКР</i>			
Разработка технической документации и проектирование	10	Сбор информации по охране труда	Инженер
	11	Оформление результатов по охране труда	Инженер
	12	Подбор данных для выполнения экономической части работы	Инженер
	13	Оформление экономической части работы	Инженер
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	14	Составление пояснительной записки	Инженер, руководитель

4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

Трудоемкость выполнения проекта оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожи}$ используется следующая формула:

$$t_{ожи} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}, \quad (4.1)$$

где $t_{ожи}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.; $t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы

(оптимистическая оценка: наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.; $t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожи}}{Ч_i}, \quad (4.2)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб.дн.; $t_{ожи}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.; $Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы, приведен в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	$t_{\min}$, чел-дни		$t_{\max}$, чел-дни		$t_{ожи}$, чел-дни			
	Исп.1(р)	Исп.2(и)	Исп.1(р)	Исп.2(и)	Исп.1(р)	Исп.2(и)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Составление и утверждение технического задания	1	-	1	-	1	-	1	1
Подбор и изучение материалов по теме	-	2	-	2	-	2	2	2

Окончание таблицы 4.9

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Выбор направления исследований	1	2	1	5	1	3	2	5
Календарное планирование работ по теме	1	4	1	10	1	7	4	8
Проведение теоретических исследований, изучение литературы	-	3	-	8	-	6	6	7
Построение и проведение экспериментов (расчетов)	1	3	1	5	1	4	2,5	5
Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими данными	-	3	-	5	-	4	4	4
Оценка эффективности полученных результатов	6	-	6	-	6	-	6	7
Определение целесообразности проведения ОКР	10	3	12	5	11	4	7,5	13
Сбор информации по охране труда	-	3	-	5	-	4	4	5
Оформление результатов по охране труда	-	3	-	5	-	4	4	5
Подбор данных для выполнения экономической части работы	-	2	-	4	-	3	3	3
Оформление экономической части работы	-	2	-	4	-	3	3	5
Составление пояснительной записки	1	9	1	14	1	12	6,5	13
Итого	21	39	23	72	22	56	56	83

Календарный план-график проведения исследования представлен на рисунке 4.2

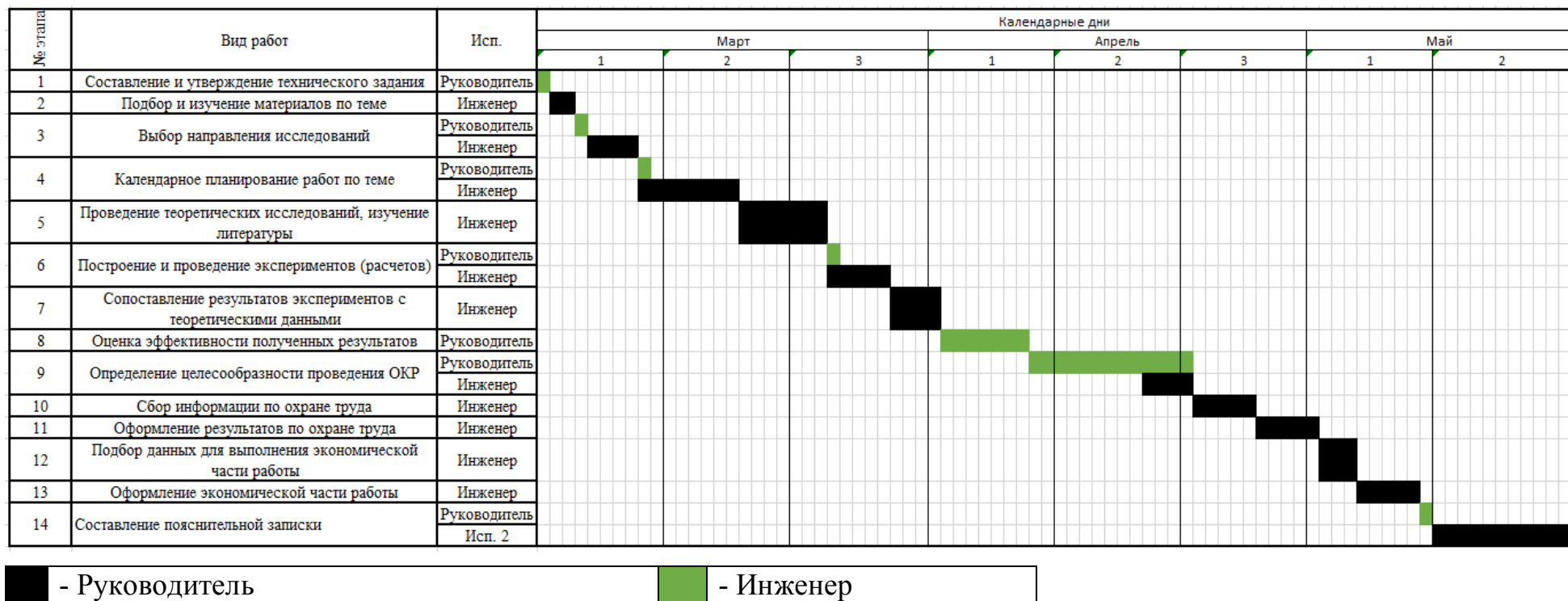


Рисунок 4.2 – Календарный план-график проведения исследования

4.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета научного исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов планируемых затрат (расходов), необходимых для его выполнения:

- материальные затраты ;
- затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

В процессе формирования бюджета, планируемые затраты группируются по статьям, представленным в таблице.

4.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

Материальные затраты для НТИ сводятся к затратам на канцелярию, которые учитываются в накладных расходах.

4.3.2 Затраты на оборудование

Все расчеты по приобретению спецоборудования, включая 15% на затраты по доставке и монтажу, отображены в таблице 4.10

Таблица 4.10 – Расчет затрат на оборудование для научных работ

Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость с НДС, руб.
Персональный компьютер	1	51480

Рассчитаем амортизацию оборудования

Используется формула

$$C_{AM} = \frac{N_A * C_{OB} * t_{pf} * n}{F_d}, \quad (4.4)$$

где N_A – годовая норма амортизации единицы оборудования (0,4);

C_{OB} – балансовая стоимость единицы оборудования с учетом ТЗР. При невозможности получить соответствующие данные из бухгалтерии она может быть заменена действующей ценой, содержащейся в ценниках, прейскурантах и т.п.;

F_d – действительный годовой фонд времени работы соответствующего оборудования, берется из специальных справочников или фактического режима его использования в текущем календарном году. При этом второй вариант позволяет получить более объективную оценку C_{AM} .

T_{pf} – фактическое время работы оборудования в ходе выполнения проекта, учитывается исполнителем проекта;

n – число задействованных однотипных единиц оборудования.

Время использования оборудования составило 336 часов, тогда амортизация:
 $C_{AM}(ПК) = (0,4 * 51480 * 336 * 1) / 2408 = 2873,30$ руб.

4.3.3 Расчет основной и дополнительной заработной платы

Численность исполнителей принимается как $N_{рук}=1$, $N_{исп}=1$, общее число исполнителей – 2 человек.

Расчет эффективного рабочего времени одного исполнителя сведен в табл. 4.11

Таблица 4.11 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные дни/праздничные дни	66	66
Номинальный фонд рабочего времени		
Потери рабочего времени - отпуск/невыходы по болезни	56	52
Эффективный фонд рабочего времени	243	247

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (4.5)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата; $Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{раб}}, \quad (4.6)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника; $T_{\text{р}}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.; $Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}, \quad (4.7)$$

где $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Месячный должностной оклад работника:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{б}} \cdot (k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}}, \quad (4.8)$$

где $З_{\text{б}}$ – базовый оклад, руб.; $k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, (определяется Положением об оплате труда); $k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок; $k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

$$З_{\text{зн}} = З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}, \quad (4.9)$$

где $З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата; $З_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата (12-20% от $З_{\text{осн}}$)

Основная заработная плата руководителя(от ТПУ) рассчитывается на основании отраслевой оплаты труда.

Основная заработная плата ($З_{\text{осн}}$) руководителя от предприятия рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} \cdot T_{\text{раб}}, \quad (4.10)$$

где $З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника; $T_{\text{р}}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

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

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}}, \quad (4.11)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12-0,15)

Таблица 4.12 – Расчёт основной и дополнительной заработной платы

Исполнители	Зб, руб.	k_p	Зм,руб	Здн, руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, руб.	Здоп
Руководитель	33162,9	1,3	43111,8	2128,98	22	46837,48	7025,62
Инженер	16000	1,3	20800	921,03	56	51577,86	7736,68

Рассчитываем отчисления на социальные нужды (30,2%):

$$Q_{\text{соц.н.}} = 0,302 * \text{ЗП, руб.}, \quad (4.12)$$

Таблица 4.13 – Заработанная плата одного исполнителя НИР

	Заработная плата	Социальные отчисления
Руководитель	53863,10	16266,66
Исполнитель	59314,54	17912,99
ИТОГО	113177,64	34179,65

4.3.4 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (4.12)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%. Расчетное значение представлено в таблице 4.14.

4.3.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в

качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в табл. 4.14.

Таблица 4.14 - Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	2	3	4
1. Амортизационные отчисления*	2873,3	2907,51	2821,99
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	98415,34	98415,34	98415,34
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	14762,30	14762,30	14762,30
4. Отчисления во внебюджетные фонды	34179,65	34179,65	34179,65
5. Накладные расходы	24036,89	24042,37	24028,68
6. Бюджет затрат НТИ	174267,48	174307,16	174207,96

*Для Исп 2 и Исп 3 срок работы оборудования составляет 340 и 330 часов соответственно

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

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (4.13)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки; Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения; Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.1}} = \frac{174267,48}{174307,16} = 0,9998$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \frac{174307,16}{174307,16} = 1$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.1}} = \frac{174207,96}{174307,16} = 0,9994$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (4.14)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки; a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки; b_i^a, b_i^p – балльная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания; n – число параметров сравнения.

Таблица 4.15 - Сравнительная эффективность вариантов исполнения разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,9998	1	0,9994

Окончание таблицы 4.15

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,45	4,05	3,9
3	Интегральный показатель эффективности	4,45	4,13	4,06
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,93	0,91

В результате выполнения изначально сформулированных целей раздела, можно сделать следующие выводы:

Результатом проведенного анализа конкурентных технических решений является выбор одного из вариантов реализации устройства, как наиболее предпочтительного и рационального, по сравнению с остальными;

При проведении планирования был разработан план-график выполнения этапов работ для руководителя и инженера, позволяющий оценить и спланировать рабочее время исполнителей. Были определены: общее количество календарных дней для выполнения работы – 83 дней, общее количество рабочих дней, в течение которых работал инженер – 56 и общее количество календарных дней, в течение которых работал руководитель - 22;

Составлен бюджет проектирования, позволяющий оценить затраты на разработку проекта, которые составляют 174267,48 руб.

По факту оценки эффективности ИР, можно сделать выводы:

Значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,9998, что является показателем того, что ИР не уступает аналогам по выгодности;

Значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 4,45, по сравнению с 4,05 и 3,9;

Значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 4,45, по сравнению с 4,13 и 4,06, и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

В настоящей работе рассматривается повышение эффективности работы установки подготовки нефти на промысле Западно-Сибирского региона.

При подготовке нефти с использованием различного оборудования осуществляются процессы сепарации (удаление из нефти легких газов); обезвоживания (отделение воды); обессоливание (извлечение растворенных солей). Подготовка нефти – технологический процесс получения товарной продукции (нефти) из исходного добытого на месторождении сырья. После установки подготовки нефть должна соответствовать требованиям, указанным в ГОСТ 9965-76 «Нефть для нефтеперерабатывающих предприятий»

Объектом исследования является установка подготовки нефти (УПН) нефтегазоконденсатного месторождения Западной Сибири, а предметом исследования – параметры работы УПН на нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ).

Моделирование процесса подготовки нефти проводилось с помощью системы UniSim Design – это программное обеспечение для моделирования процессов на промышленных предприятиях, которое помогает повысить эффективность проектирования и оптимизировать решения.

В процессе подбора необходимых оптимальных параметров был выявлен ряд зависимостей на каждой ступени сепарации. На первой ступени сепарации при увеличении давления увеличивается расход и уменьшается вязкость. Повышение температуры на второй ступени сепарации понижает расход и вязкость. На основе выявленных зависимостей были подобраны наиболее подходящие параметры для оптимизации работы установки.

Количество и наименование оборудования рабочей зоны: установка подготовки нефти на НГКМ, ЭВМ – 1 шт.

Размеры помещения 3 м * 5 м.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Требования к организации и оборудованию рабочего места инженера при разработке проектного решения представлены на рисунке 5.1

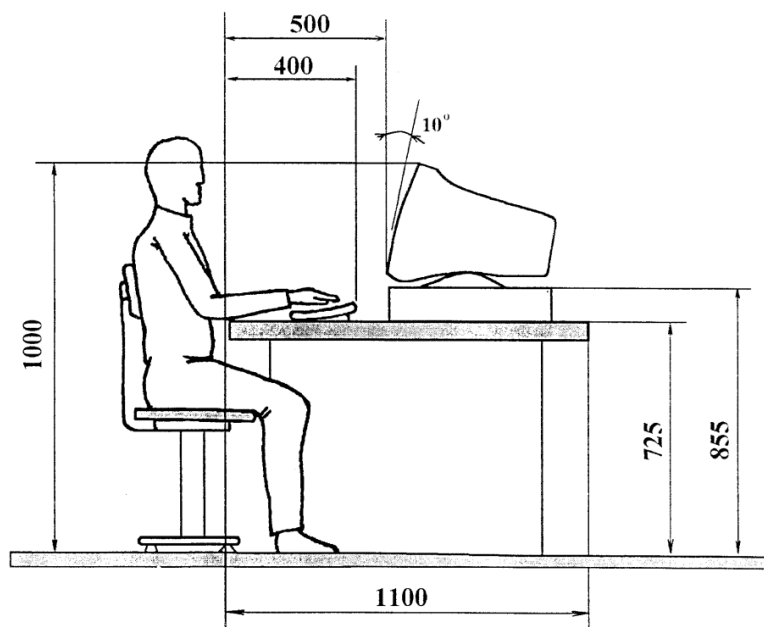


Рисунок 5.1 – Планировка рабочего места оператора

(согласно Постановлению Главного государственного санитарного врача РФ об утверждении санитарных правил СП 2.2.3670 - 20 "Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда" от 02.12.2020 №40 и ГОСТ 12.2.032 - 78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя.

Общие эргономические требования»)

Конструкция рабочего стола должна обеспечивать оптимальное размещение на рабочей поверхности используемого оборудования. Рабочий стул (кресло) должен быть подъемно - поворотным, регулируемым по высоте и углам наклона сиденья и спинки, а также расстоянию спинки от переднего края сиденья, при этом регулировка каждого параметра должна быть независимой, легко осуществляемой и иметь надежную фиксацию.

Условия труда согласно результатам проведения специальной оценки условий труда N 426 - ФЗ "О специальной оценке условий труда", являются

допустимыми (2 класс), при данных условиях на оператора воздействуют вредные и (или) опасные производственные факторы, уровни воздействия которых не превышают нормативные, а измененное функциональное состояние организма работника восстанавливается во время регламентированного отдыха или к началу следующего рабочего дня (смены).

Согласно трудовому кодексу РФ и федеральному закону РФ «О специальной оценке условий труда» работникам с допустимыми условиями труда предусматриваются следующие обязанности и гарантии:

1. В соответствии с ч. 1 ст. 213 ТК РФ персонал проходит обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры для определения пригодности выполнения поручаемой работы и предупреждения профессиональных заболеваний. В соответствии с медицинскими рекомендациями указанные работники проходят внеочередные медицинские осмотры;

2. В соответствии с законодательством на работах с вредными и или опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, работодатель обязан бесплатно обеспечить выдачу сертифицированных средств индивидуальной защиты согласно действующим типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи работникам спецодежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты;

3. Защита передаваемых персональных данных работодателю, от неправомерного их использования или утраты;

4. Здоровые и безопасные условия труда. В качестве минимальных требований к условиям труда принимаются требования, установленные законодательством о труде. Своевременную выплату заработной платы в соответствии с квалификацией и сложностью труда;

5. Обязательное медицинское страхование и обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и

профессиональных заболеваний в порядке и на условиях, установленных для работников действующим законодательством РФ;

6. Ущерб, нанесенный работнику увечьем либо иным повреждением здоровья, связанным с использованием им своих трудовых обязанностей, подлежит возмещению.

Правила безопасной эксплуатации и охраны труда для нефтеперерабатывающих производств. ПБЭ НП-2001 устанавливают следующие основные требования безопасности к технологическим процессам:

Технологические процессы должны разрабатываться на основании исходных данных на технологическое проектирование, в соответствии с требованиями ОПВБ в части обеспечения промышленной безопасности.

5.2 Производственная безопасность при эксплуатации

5.2.1 Выявление опасных и вредных производственных факторов

Рассмотрим опасные и вредные производственные факторы, возникающие при эксплуатации установки подготовки нефти (таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте оператора установки подготовки нефти

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Струи жидкости, воздействующие на организм работающего при соприкосновении с ним	ГОСТ 12.4.259-2014. Одежда специальная для защиты от жидких химических веществ
Производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги тканей организма человека	ГОСТ Р 12.4.297-2013. Одежда специальная для защиты от повышенных температур теплового излучения, конвективной теплоты, выплесков расплавленного металла, контакта с нагретыми поверхностями, кратковременного воздействия пламени.

Окончание таблицы 5.1

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов	ГОСТ 12.4.280-2014 Одежда специальная для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий
Ударные волны воздушной среды	ГОСТ 12.4.280-2014 Одежда специальная для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий
Производственные факторы, связанные с повышенным уровнем ионизирующих излучений	СанПиН 2.6.1.2523-09 Нормы радиационной безопасности (НРБ-99/2009)
Производственные факторы, связанные с электрическим током	ГОСТ 12.4.124-83 «Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования»
Повышенный уровень общей и локальной вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность. Общие требования»
Повышенный уровень шума	СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 (с Изменениями N 1, 2)
Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*
Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
Монотонность труда, вызывающая монотонию	Р 2.2.2006-05. 2.2. гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда
Длительное сосредоточенное наблюдение.	Р 2.2.2006-05. 2.2. гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда

5.2.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Струи жидкости, воздействующие на организм работающего при соприкосновении с ним.

- 1) Источник: УПН, вспомогательное оборудование.
- 2) Наиболее типичные травмы: воздействие на кожу, вызывающее дерматиты и экземы, некроз тканей, возможны фолликулярные поражения

3) Предельно допустимая концентрация для нефти в области рабочей зоны не должно превышать 300 мг/м³, класс опасности 4. Данная концентрация при ежедневной работе в течении 8 часов (но не более 41 часов в неделю) не может вызывать заболеваний или отклонений в состоянии здоровья.

4) Перед началом работ должна быть определена система связи (рация взрывозащищенная). Обеспечен контроль состояния воздушной среды (индивидуальные сигнализаторы). При возникновении нештатной ситуации работы должны быть прекращены, а работники должны покинуть опасную зону.

Оператор должен быть обеспечен СИЗ: спецодеждой, специальной обувью соответствующей характеру и условиям выполняемой работы; инструментом и приспособлениями, не дающих искр и вспомогательными материалами (жидкостный пробоотборник, рулетка).

Производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги тканей организма человека.

1) Источник: УПН, вспомогательное оборудование.

2) Наиболее типичные травмы: ожоги.

3) Уровни защиты спецодежды от воздействия контактного тепла определяются в зависимости от показателя порогового времени при температуре 250°C в соответствии с таблицей 1 ГОСТ Р 12.4.297-2013

4) Оператор должен быть обеспечен СИЗ: спецодеждой, специальной обувью соответствующей характеру и условиям выполняемой работы; инструментом и приспособлениями, не дающих искр и вспомогательными материалами (жидкостный пробоотборник, рулетка)

Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов

1) Источник: УПН, вспомогательное оборудование.

2) Наиболее типичные травмы: порезы.

3) Значения разрывной нагрузки ниточных швов соединений основных деталей в изделиях спецодежды должны соответствовать таблице 1 ГОСТ 12.4.280-2014

4) Оператор должен быть обеспечен СИЗ: спецодеждой, специальной обувью соответствующей характеру и условиям выполняемой работы.

Ударные волны воздушной среды

1) Источник: УПН, вспомогательное оборудование.

2) Наиболее типичные травмы: ушибы.

3) Значения разрывной нагрузки ниточных швов соединений основных деталей в изделиях спецодежды должны соответствовать таблице 1 ГОСТ 12.4.280-2014

4) Оператор должен быть обеспечен СИЗ: спецодеждой, специальной обувью соответствующей характеру и условиям выполняемой работы.

Производственные факторы, связанные с повышенным уровнем ионизирующих излучений

1) Источник: УПН, вспомогательное оборудование.

2) Типичные заболевания: Злокачественные новообразования, наследственные эффекты.

3) При обосновании защиты от источников потенциального облучения в течение года принимаются следующие граничные значения обобщенного риска (произведение вероятности события, приводящего к облучению, и вероятности смерти, связанной с облучением): персонал - $2,0 \times 10^{-4}$, год⁻¹.

Годовая эффективная доза облучения персонала за счет нормальной эксплуатации техногенных источников ионизирующего излучения не должна превышать пределов доз, установленных в таблице 3.1 СанПиН 2.6.1.2523-09 Нормы радиационной безопасности (НРБ-99/2009).

4) Радиационному контролю подлежат: радиационные характеристики источников излучения, выбросов в атмосферу, жидких и твердых

радиоактивных отходов; радиационные факторы, создаваемые технологическим процессом на рабочих местах и в окружающей среде; радиационные факторы на загрязненных территориях и в зданиях с повышенным уровнем природного облучения; уровни облучения персонала и населения от всех источников излучения.

Производственные факторы, связанные с электрическим током

- 1) Источник: незаземлённые электропроводные узлы и детали оборудования.
- 2) Наиболее типичные травмы: электротравмы.
- 3) Безопасные номинальные значения: напряжение - менее 12 В; ток - менее 0,1 А; заземление менее 4 Ом.
- 4) Для защиты персонала от поражения электрическим током на рабочих местах предприятия используются следующие меры: изоляция проводов и её непрерывный контроль; предупредительная сигнализация и блокировка; использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов; защита от случайного прикосновения; защитное заземление; защитное отключение; зануление.

Повышенный уровень общей и локальной вибрации

- 1) Источник: электроприемники, электро-оборудование, различные производственные механизмы.
- 2) Типичные заболевания: Вибрационная болезнь.
- 3) Общие требования по вибрационной безопасности для персонала представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Общие требования по вибрационной безопасности

Вид вибрации	Допустимый уровень вибростойкости, дБ, в октавных полосах с среднегеометрическими частотами, Гц			
	2	4	8	50
Технологическая	108	99	93	92

- 4) Всё оборудование, являющееся источником вибраций, должно быть установлено на виброопорах.

Повышенный уровень шума

- 1) Источник: работающее основное и вспомогательное оборудование.
- 2) Типичные заболевания и травмы: снижение слуха, в последующем тугоухость, различные вегетативные сдвиги и изменения в работе сердечно-сосудистой системы.
- 3) При работе в помещении, уровень шума не должен превышать 80 дБ, согласно Постановлению Главного государственного санитарного врача РФ от 28.01.2021 №2 об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 1.2.3685 - 21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» п.35.
- 4) В качестве защиты от шума и звука следует применять нормирование; некоторые технические тонкости, звукоизоляцию, звукопоглощение, специальные глушители аэродинамического шума, средства индивидуальной защиты (наушники, беруши, противοшумные каски, специальная противοшумная одежда).

Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

- 1) Источник: отсутствие достаточного освещения.
- 2) Типичные травмы: отрицательное воздействие на функционирование зрительного аппарата, на эмоциональное состояние, вызывает усталость центральной нервной системы.
- 3) Одним из важных показателей световой среды является коэффициент пульсации освещенности (Кп). Коэффициент пульсации освещенности – это критерий оценки глубины колебаний (изменений) освещенности, создаваемой осветительной установкой, во времени. Для производственных помещений величина Кп должна быть не более 15%.

На этой основе разработаны требования к освещению для рабочих мест персонала в рабочем помещении, указанные в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Нормы освещённости помещений

Помещения и производственные участки	Плоскость нормирования освещенности и ее высота от пола, м	Разряд зрительной работы	Освещенность, лк	
			При комбинированном освещении	При общем освещении
Рабочее помещение	Рабочая область станка, 1,2-1,4 м	VI		100
	Пол	-		10

4) Наилучшим видом освещения является дневное, солнечное. Однако, как уже было сказано выше, дневной свет не может обеспечить нужное освещение в течении всего рабочего дня. Поэтому в соответствии с СП все помещения предприятия имеют искусственное освещение. В качестве источников искусственного освещения применяются энергосберегающие светодиодные и газоразрядные лампы.

Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего

1) Источник: Неблагоприятные перепады производственного микроклимата в помещениях обусловлены наличием многочисленного теплонесущего оборудования. Высокая температура воздуха и низкая (большей частью) относительная влажность в помещении объясняется значительными конвективными и радиационными тепловыделениями от оборудования.

2) Типичные травмы: Понижение температуры и повышение скорости движения воздуха могут привести к переохлаждению организма, а при повышенной температуры воздуха, работоспособность оператора падает. Недостаточная влажность воздуха может привести к интенсивному испарению влаги со слизистых оболочек, их пересыхания и растрескивания, а затем и загрязнение болезнетворными микроорганизмами.

3) По ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ нормируются следующие параметры: температура, относительная влажность, скорость движения воздушного потока, ПДК вредных веществ.

Работа оператора УПН относится к категории Пб (работы связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением, энерготраты 233-290 Вт).

В рассматриваемом помещении температура воздуха в теплый период года составляет 26-43 °С, относительная влажность 17-53 %, скорость движения воздуха - от 0,5 до 2,6 м/с. В холодный период температура воздуха рабочих зон на разных отметках снижается неравномерно и находится в пределах 13-45 °С, относительная влажность составляет 17-71 %, скорость движения воздуха в пределах от 0,5 до 1,4 м/с.

4) Параметры микроклимата в зимнее время поддерживаются системой отопления и вентиляцией, летом – только общеобменной вентиляцией.

Монотонность труда, вызывающая монотонию

1) Источник: режим труда

2) Типичная травма: монотония сопровождается полусонным состоянием, сопровождающимся снижением психической активности, апатией.

3) Монотонность нагрузок должна соответствовать значениям части 4 Таблицы 18 Р 2.2.2006-05. 2.2.

4) Режим труда и отдыха необходимо устанавливать в соответствии с условиями труда (2 класс) и требованиями к ним Р 2.2.2006-05. 2.2.

Длительное сосредоточенное наблюдение.

1) Источник: режим труда

2) Типичная травма: переутомление.

3) Монотонность нагрузок должна соответствовать значениям частям 3 и 5 Таблицы 18 Р 2.2.2006-05. 2.2.

4) Режим труда и отдыха необходимо устанавливать в соответствии с условиями труда (2 класс) и требованиями к ним Р 2.2.2006-05. 2.2.

5.3 Экологическая безопасность при эксплуатации

Безопасность окружающей среды должна обеспечиваться отсутствием утечек нефти и газа на производстве. Согласно Постановлению Правительства РФ «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий (с изм. от 01.10.2021)» раздел 2 п.17 анализируемый объект относится к II категории, оказывающих умеренное негативное воздействие на окружающую среду.

Мероприятия направленные на защиту земельных ресурсов

Загрязнение земляных ресурсов может быть в результате неправильной утилизации отходов таких как: тара из - под лакокрасочных материалов, промасленная ветошь. Для исключения загрязнения необходимо обеспечить территорию площадками временного хранения твердых бытовых отходов (ТБО) и твердых коммунальных отходов (ТКО), и ящиками накопления для промасленной ветоши. Для последующей утилизации отходов заключаются договора с лицензированными организациями.

При строительстве временных дорог происходит срезка почвенного слоя на полосе отвода и перемещении его на некоторое расстояние. Почва подвергается механическому воздействию, которое приводит к нарушению морфологического строения почв, и как следствие происходит трансформация физико-химических, биохимических, водно-физических свойств почв.

После окончания эксплуатации временных дорог необходимо их ликвидировать и проводить работы по восстановлению почв.

Мероприятия направленные на защиту воды и водных объектов

Возможное попадание в гидросферу жидких бытовых отходов может

произойти по причине негерметичности отвода по канализации на очистные сооружения. Данные отходы содержат вещества, которые обладают высокой инфекционностью и являются опасными для здоровья работников. Изначально при проектировании систем следует руководствоваться требованиями безопасности к системам водоотведения, также должны быть предусмотрены мероприятия, обеспечивающие бесперебойность их работы, что исключит попадание в гидросферу.

При использовании нефтеотстойников возможно попадание нефти в природную водную среду. Необходимо на этапе проектирования и строительства обеспечить нефтеотстойники и все дополнительное технологическое оборудование надежной гидроизоляцией. Также необходимо выполнять строительство заградительных гидротехнических сооружений на водостоках, предназначенных для локализации возможных выбросов вредных веществ и загрязнений.

Мероприятия направленные на защиту атмосферы

Возможное тепловое воздействие, может произойти в результате возникновения очага горения в УПН. Объем выбросов в атмосферу зависит от распространения, устойчивости конструкций оборудования, наличия должных средств противопожарной защиты и удаленности пожарных подразделений от УПН. Тепловое воздействие может привести к гибели работников, потере устойчивости соседнего оборудования и возникновению новых очагов пожара.

Пары нефти в смеси с кислородом образуют взрывчатые смеси. Наименьшая концентрация при которой уже возможен взрыв называется нижним концентрационным пределом распространения пламени (НКПРП). Числовое значение для нефти - 42000 мг/м^3 . Наибольшая концентрация при которой еще возможен взрыв называется верхним концентрационным пределом распространения пламени (ВКПРП). Числовое значение для нефти

195000 мг/м³. Концентрация от НКПРП до ВКПРП называется концентрационным диапазоном взрываемости. С целью обеспечения взрывопожаробезопасности установлена предельно - допустимая взрывобезопасная концентрация ПДВК - 2100 мг/м, что соответствует 5% от НКПРП (для паров углеводородов нефти).

Методы защиты:

- обеспечение противопожарной и противовыбросовой сигнализации;
- контроль за выбросом, содержанием и осаждением различных веществ путем периодического отбора проб воздуха;
- применение газоанализаторов, пыле-, газоулавливателей;
- использование передовых технологий по предотвращению фонтанных выбросов;
- своевременный контроль, ремонт, регулировка и техническое обслуживание узлов, систем и агрегатов влияющих на выброс вредных веществ;
- применение герметизированной системы сбора и транспорта продукции скважин.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации

Возможные ЧС: Природные катастрофы (наводнения, цунами, ураган и т.д.); Геологические воздействия (землетрясения, оползни, обвалы, провалы территории и т.д.); Техногенные аварии (отказ систем безопасности; нарушение контроля и управления цепной ядерной реакции в активной зоне реактора; тепловой взрыв с выбросом радиоактивных веществ, пожар)

Наиболее типичная ЧС: пожар.

Класс пожара: в зависимости от вещества, которое будет гореть, его можно отнести к классу В (пожары горючих жидкостей) или к классу С (пожар газов).

Основными методами, способствующими уменьшению масштабов ЧС, являются: обучение персонала навыкам поведения в ЧС; усиленный контроль за состоянием объекта; первичная система пожаротушения (система орошения при тушении горящего резервуара, а так же для охлаждения при горении соседнего резервуара, генератор пены предназначен для пенного пожаротушения нефтепродуктов внутри резервуара); во избежание аварийного разлива нефти, каждый резервуар должен быть огражден земляным обвалованием; система оповещения населения, персонала объекта и органов управления для своевременных необходимых мер по защите населения.

Первичные средства пожаротушения, используемые в целях борьбы с пожарами: переносные и передвижные огнетушители; пожарный инвентарь (пожарные багры, ломы, топоры, крюки, пилы, лопаты); покрывала для изоляции очага возгорания (противопожарное полотно); генераторные огнетушители аэрозольные переносные.

Ликвидация последствий ЧС: повести демонтаж оборудования; зачистить территорию от остатков продуктов горения.

Выводы по разделу

В данной главе выпускной квалификационной работы было рассмотрено рабочее место инженера и взаимодействие на него возможных опасных и вредных производственных факторов. Фактические значения соответствуют нормативным требованиям согласно:

- разделу 1 п.1.13 правил устройства электроустановок (ПУЭ) рабочее помещение относится ко второму классу;

- Постановлению Главного государственного санитарного врача РФ от 28.01.2021 N 2 "Об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания", работа относится к категории Пб.

- СОУТ категория помещения(операторной) по взрывопожарной и пожарной опасности относится к категории Б;

- Постановлению «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий (с изменениями на 7 октября 2021 года)» согласно разделу 2 п.17 относится к объектам II категории оказывающих умеренное негативное воздействие на окружающую среду.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На УПН последовательно проводятся следующие технологические операции: прием нефтегазоводяной смеси; сепарация нефти в две ступени; обезвоживание и обессоливание; сепарация на концевой ступени; сжигание аварийных и постоянных сбросов на факелах высокого и низкого давления; прием и учет товарной нефти; подача товарной нефти в промысловый нефтепровод.

Моделирование процесса подготовки нефти проводилось с помощью системы UniSim Design – это программное обеспечение для моделирования процессов на промышленных предприятиях, которое помогает повысить эффективность проектирования и оптимизировать решения.

В процессе подбора необходимых оптимальных параметров был выявлен ряд зависимостей на каждой ступени сепарации. На первой ступени сепарации при увеличении давления увеличивается расход и уменьшается вязкость. Повышение температуры на второй ступени сепарации понижает расход и вязкость. На основе выявленных зависимостей были подобраны наиболее подходящие параметры.

Для оптимизации работы УПН, необходимо обеспечить поддержку оптимальных параметров, полученных в результате моделирования. В этом случае прирост товарной нефти составит 3750 кг/ч, (4,2%). Также в этом случае произойдут и некоторые изменения в компонентном составе, а именно увеличится дегазация по сравнению с подготовкой до оптимизации процесса.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 9965-76. Нефть для нефтеперерабатывающих предприятий
2. Тронов В. П. Промысловая подготовка нефти: учебник / В.П. Тронов. – М.: Недра, 2017. – 163 с.
3. Чухарева Н.В. Транспорт скважинной продукции: учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 357 с.
4. Шишмина Л.В. Сбор и подготовка продукции нефтяных и газовых скважин / Л.В. Шишмина – Томск: Изд-во. ТПУ, 2002. – 129 с.
5. Байков Н.М., Позднышев Г.Н., Мансуров Р.И. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды. М., Недра –1981.–261 с.
6. Лебедев А.Е. Справочник инженера по подготовке нефти. Нефтеюганск.– 2017.– 295 с.
7. Лазута, И.В. Технологические процессы, оборудование и автоматизация нефтегазодобычи [Электронный ресурс] : учебное пособие / И.В. Лазута, Р.Ю. Сухарев. Омск : Изд-во СибАДИ, 2015. – 158 с.
8. Антонова Е.О., Крылов Г.В., Прохоров А.Д. Основы нефтегазового дела: учеб. для вузов. – М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2018. - 307 с.
9. Ахметов, С. А. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа : учебное пособие / С. А. Ахметов. – СПб : Недра, 2016. – 868 с.
10. Абрамзон А.А. Поверхностно-активные вещества, свойства и применение: учебник / А. А. Абрамзон. - Л.: Химия, 1981. – 256 с.
11. Амелин И. Д. Эксплуатация и технология разработки нефтяных и газовых скважин : монография / И. Д. Амелин, Р. С. Андриасов. – М.: Недра, 1978. – 357 с.
12. Позднышев Г.Н. Стабилизация и разрушение эмульсий: учебник / Г. Н. Позднышев. – М.: Недра, 1982. – 259 с.
13. Технологический регламент установки подготовки нефти ЦДПНГиК НГКМ Х.

14. Honeywell UniSim Design [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.tadviser.ru/index.php/Продукт:Honeywell_UniSim_Design

15. ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация

16. ГОСТ Р 12.4.297-2013. Одежда специальная для защиты от повышенных температур теплового излучения, конвективной теплоты, выплесков расплавленного металла, контакта с нагретыми поверхностями, кратковременного воздействия пламени.

17. ГОСТ 12.4.280-2014 Одежда специальная для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий

18. ГОСТ 12.4.280-2014 Одежда специальная для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий

19. ГОСТ 12.4.280-2014 Одежда специальная для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий

20. СанПиН 2.6.1.2523-09 "Нормы радиационной безопасности (НРБ-99/2009)"

21. ГОСТ 12.4.124-83 «Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования»

22. ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность. Общие требования»

23. СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 (с Изменениями N 1, 2)

24. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*

25. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»

26. Р 2.2.2006-05. 2.2. гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда

27. Р 2.2.2006-05. 2.2. гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда