

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки – 18.03.02 «Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии»

Кафедра ХТТ и ХК

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы				
Моделирование процесса отстаивания при промысловой подготовке нефти				

УДК 622.276.8:66.066.7-047.58

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2К31	Боговой Андрей Андреевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ХТТ и ХК	Ушева Наталья Викторовна	К.Х.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры менеджмента	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент кафедры ЭБЖ	Немцова Ольга Александровна	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ХТТ и ХК	Юрьев Егор Михайлович	К.Т.Н.		

Томск – 2017 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ (ООП 18.03.02)

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВПО, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Профессиональные компетенции</i>		
P1	Применять базовые математические, естественнонаучные, социально-экономические и специальные знания в профессиональной деятельности	Требования ФГОС (ПК-1,2,3,14,16,17,18), Критерий 5 АИОР (п.1.1)
P2	Применять знания в области энерго-и ресурсосберегающих процессов химической технологии, нефтехимии и биотехнологии для решения производственных задач	Требования ФГОС (ПК-4,5,9,15 ОК-7), Критерий 5 АИОР (пп.1.1,1.2)
P3	Ставить и решать задачи производственного анализа, связанные с созданием и переработкой материалов с использованием моделирования объектов и процессов химической технологии, нефтехимии и биотехнологии.	Требования ФГОС (ПК-4,5,8,11 ОК-2,4), Критерий 5 АИОР (пп.1.2)
P4	Проектировать и использовать энерго-и ресурсосберегающее оборудование химической технологии, нефтехимии и биотехнологии	Требования ФГОС (ПК-8,11,23,24), Критерий 5 АИОР (п.1.3)
P5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области энерго-и ресурсосберегающих процессов химической технологии, нефтехимии и биотехнологии	Требования ФГОС (ПК-1,4,5,19-22, ОК-7,10), Критерий 5 АИОР (п.1.4)
P6	Осваивать и эксплуатировать современное высокотехнологичное оборудование, обеспечивать его высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.	Требования ФГОС (ПК-6,7,10,12,13,14,17 ОК-3,4,8), Критерий 5 АИОР (п.1.5)
<i>Общекультурные компетенции</i>		
P7	Демонстрировать знания социальных, этических и культурных аспектов профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1,2,6-10), Критерий 5 АИОР (пп.2.4,2.5)
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-6,7,8), Критерий 5 АИОР (2.6)
P9	Владеть иностранным языком на уровне, позволяющем разрабатывать документацию, презентовать результаты профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-11), Критерий 5 АИОР (п.2.2)
P10	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.	Требования ФГОС (ОК-3,4,5,12), Критерий 5 АИОР (пп.1.6, 2.3)

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) – 18.03.02 «Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии»

Кафедра технологии топлива и химической кибернетики

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

(Подпись) _____ (Дата) Юрьев Е.М.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2К31	Боговой Андрей Андреевич

Тема работы:

Моделирование процесса отстаивания при промышленной подготовке нефти	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 31.01.2017г. № 420/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	26.05.2017г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).	Объект исследования – процесс обезвоживания при промышленной подготовке нефти. Сырье – водонефтяная эмульсия. Математическая модель процесса отстаивания
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	Аналитический обзор по литературным источникам технологий и оборудования для промышленной подготовки нефти. Физико-химические свойства и дисперсный состав водонефтяных эмульсий. Разработка математической модели процесса отстаивания с учетом дисперсного состава водонефтяной эмульсии. Исследование влияния технологических параметров на процесс разделения водонефтяной эмульсии. Анализ полученных результатов, выводы и рекомендации.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	Методика расчета -1лист; Результаты расчета-2 листа; Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение-1лист.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Рыжакина Т.Г., к.э.н., доцент кафедры менеджмента
Социальная ответственность	Немцова О.А., ассистент кафедры ЭБЖ
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
10.03.2017г.	

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ХТТ и ХК	Ушева Наталья Викторовна	к.х.н.		10.03.2017г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2К31	Боговой Андрей Андреевич		10.03.2017г.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

УПН – установка подготовки нефти;

ЦППН – цех подготовки и перекачки нефти;

ТФС – трехфазный сепаратор;

ОГ – отстойник горизонтальный;

РВС – резервуар вертикальный стальной;

ПП – печи подогрева.

БРХ – блок реагентного хозяйства

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 73 страницы, 6 рисунков, 30 таблиц, 21 формулу, 36 источников.

Ключевые слова: продукция скважин, нефтяная эмульсия, товарная нефть, попутный газ, топливный газ, сепаратор, отстойник нефти, отстаивание, обезвоживание, моделирование, математическая модель.

Объектом исследования является процесс обезвоживания при промысловой подготовке нефти. Цель работы – Моделирование процесса отстаивания при промысловой подготовке нефти с учетом дисперсного состава водонефтяной эмульсии.

В работе представлена математическая модель, получены и обработаны данные по влиянию технологических параметров на процесс отстаивания нефти при промысловой подготовке.

Расчеты с применением математической модели показали, что большое влияние на процессы отделения воды от нефти оказывает изменение таких параметров, как скорость потока, температура, содержание воды в нефти на входе в отстойник. Рекомендованы режимы проведения процесса отстаивания.

Для выполнения аттестационной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel, презентация подготовлена с помощью Microsoft PowerPoint, программа расчета разработана в среде Pascal.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Оглавление.....	7
Введение.....	9
1. Обзор литературы	10
1.1. Необходимость подготовки нефти.....	10
1.2. Стабилизация нефти.....	11
1.3. Обезвоживание нефти.....	12
1.4. Общие сведения о водонефтяных эмульсиях.....	13
1.5. Методы разрушения водонефтяных эмульсий.....	15
1.6. Влияние технологических параметров эффективности процесса обезвоживания нефти.....	17
2. Объект и методы исследования.....	20
2.1. Описание технологического процесса и технологической схемы УПН.....	20
2.2. Методы исследования.....	21
3. Расчеты и аналитика.....	22
3.1. Разработка математической модели процесса отстаивания	22
3.2. Результаты исследований.....	24
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	32
4.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	32
4.1.1. Анализ конкурентных технических решений.....	33
4.1.2. SWOT-анализ.....	35
4.2. Планирование научно–исследовательских работ.....	37
4.2.1. Разработка графика проведения научного исследования..	38
4.3. Бюджет научно-технического исследования.....	41
4.3.1. Расчет материальных затрат научно-технического исследования.....	41
4.3.2. Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ.....	42
4.3.3. Расчет заработной платы.....	42
4.3.4. Расчет дополнительной заработной платы.....	44
4.3.5. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	44
4.3.6. Накладные расходы.....	45
4.3.7. Формирование бюджета затрат научно- исследовательского проекта.....	45
4.4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	46
5. Социальная ответственность.....	52

5.1.	Производственная безопасность.....	53
5.2.	Анализ вредных факторов.....	54
5.2.1.	Загазованность рабочей зоны.....	54
5.2.2.	Недостаточное производственное освещение.....	56
5.2.3.	Повышенный уровень шума на производстве.....	56
5.3.	Анализ опасных факторов.....	57
5.3.1.	Электробезопасность.....	57
5.3.2.	Пожарная безопасность.....	58
5.3.3.	Пожарно-профилактические мероприятия.....	59
5.3.4.	Термическая опасность. Повышенная температура поверхностей.....	60
5.3.5.	Расположение рабочего места на высоте.....	61
5.3.6.	Сосуды, работающие под давлением.....	61
5.4.	Экологическая безопасность.....	62
5.5.	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	65
5.6.	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	68
	Заключение.....	69
	Список публикаций студента.....	70
	Список используемых источников.....	71

ВВЕДЕНИЕ

Продукция, поступающая из скважин на газовых, газоконденсатных и нефтяных промыслах представляется в виде многофазной многокомпонентной смеси. Нефть, газ и газовый конденсат, поступающие непосредственно из скважин, содержат различные нежелательные примеси, которые в дальнейшем препятствуют их непосредственной переработке и транспортировке. Например, содержание механических примесей в газе способствует истиранию металла, вызывая его износ, что в свою очередь в дальнейшем влияет на износ уплотнительных колец и клапанов, снижая их коэффициент полезного действия.

Главной проблемой на месторождениях нефти является её обезвоживание и обессоливание, так как в процессе разработки нефтяного месторождения изменяется состав, физико-химические свойства водонефтяной эмульсии и повышается доля воды в нефти.

Так же при промысловой подготовке нефти получают попутный нефтяной газ, содержащиеся в нем тяжелые углеводороды являются ценным сырьём для химической промышленности, поэтому есть необходимость предусматривать методы его утилизации.

Для реализации процесса обезвоживания нефти, на производствах разрабатывается технологическая схема, включающая в себя несколько ступеней сепарирования, обезвоживания и обессоливания водонефтяной эмульсии, которая позволяет добиться требуемого качества нефти.

В данной дипломной работе проанализировано влияние технологических параметров и физико-химических свойств водонефтяных эмульсий на процессы обезвоживания при промысловой подготовке нефти.

1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

1.1 Необходимость подготовки нефти

Извлекаемая из скважин нефть содержит в себе пластовую воду, механические примеси и попутный газ. В свою очередь вода содержит в себе различные соли, чаще хлориды натрия, магния и кальция, реже содержит карбонаты и сульфаты, в зависимости от географического положения производства по переработке.

Загрязнённую нежелательными примесями и обводнённую нефть нельзя перерабатывать и транспортировать без предварительной подготовки на производственной площадке.

Присутствие в нефти пластовой воды увеличивает стоимость переработки и транспортировки, так как образуется водонефтяная эмульсия и возрастает её вязкость.

Под механическими примесями подразумеваются входящие в состав породы: такие как глина, песок, известняк. Их наличие отрицательно сказывается на оборудовании, повышая износ труб, вследствие чего производительность и теплопередача снижается. Могут образовывать нефтяные эмульсии стойкого типа с пластовой водой.

Входящий в состав сырой нефти попутный газ состоит из легких углеводородов C_1 – C_4 , часть которых теряется при транспортировке и хранении. Легкие углеводороды максимально извлекают, так как они влияют на количество получаемого газа, а также сохранить больше легких бензиновых фракций. Так же газ может мешать при транспортировке, образуя пробки в трубах, этим самым затрудняя перекачивание нефти [1].

Обобщив сказанное, можно отметить, что промысловая подготовка нефти должна включать стабилизацию, очистку от механических примесей, обессоливание и обезвоживание.

1.2 Стабилизация нефти

Процесс представляет собой извлечение широких фракций лёгких углеводородов, которые в дальнейшем могут использоваться на производстве в качестве нефтехимического сырья и топлива. Так же при стабилизации нефти наряду с пропаном и бутаном необходимо удалять метан, этан и другие компоненты.

В зависимости от конкретных условий и требований, предъявляемых к качеству получаемых продуктов, стабилизация нефти проводится с применением процессов сепарации и ректификации.

Сепарация – процесс, позволяющий извлекать легкие фракции однократным и многократным выпариванием при пониженном давлении. Сепарация проводится непосредственно на производственных насосных станциях и установках подготовки нефти (УПН).

Вертикальные сепараторы имеют по сравнению с горизонтальными меньшую производительность по газу и жидкости.

Наиболее популярны для использования горизонтальные сепараторы, они имеют повышенную производительность при таком же объеме аппарата, лучшее качество разделения, простота технического обслуживания и осмотра по сравнению с вертикальными.

Наибольшей производительностью по жидкости и газу характеризуются горизонтальные сепараторы, в которые жидкость и газ, предварительно разделенные в подводящих трубопроводах, вводятся отдельно. Такие устройства называются сепараторами для предварительного отбора газа. Они доступны в двух вариантах: емкостные и трубные.

Для того чтобы уменьшить потери легких углеводородов на ЦППН перед подачей товарной нефти в резервуар, проводят окончательное отделение газа от нефти при минимальном избыточном давлении в концевых сепараторах [2].

1.3 Обезвоживание нефти

Одним из наиболее важных процессов по переработке нефти является обезвоживание, так как применяется для повышения производительности на производстве в целом, так и для уменьшения коррозии трубопроводов, что является немаловажной задачей на УПН.

Обезвоживание нефти – подготовка нефти к переработке путем удаления из нее воды, минеральных солей и механических примесей. При добыче нефти, неизбежный ее спутник-пластовая вода (от менее 1 до 80-90% масс.), которая, диспергируясь в нефти, образует эмульсии типа "вода в нефти" (дисперсионная фаза - нефть, дисперсная – вода).

На начальных этапах применяется предварительный сброс пластовой воды, так как она находится в избытке, а объём её настолько велик, что новейшие установки не имеют настолько больших размеров.

Предварительный сброс воды является частью подготовительного процесса очистки нефти и воды. При удалении из пласта, движении по трубам в стволе скважины, а также по промысловым трубопроводам из нефти и воды, образуется водонефтяная эмульсия (механическая смесь нерастворимых друг в друге и находящихся в мелкодисперсном состоянии жидкостей).

Процессом обезвоживания добиваются содержания воды в нефти до 0,5 масс. %. Далее идёт процесс обессоливания, благодаря которому удаляются соли металлов, а сам процесс происходит за счёт смешивания обезвоженной нефти с пресной водой, после чего эмульсию вновь обезвоживают [3].

Такая последовательность объясняется тем, что в обезвоженной нефти так же содержится некоторое количество воды, в которой непосредственно растворены соли. Когда происходит смешивание со свежей пресной водой, соли распределяются по всему объёму, следовательно, их концентрация уменьшается.

Академик А.Н. Колмагоров теоретически доказал, что при механическом диспергировании возникает логнормальное распределение капель по размерам [3] (рис 1.).

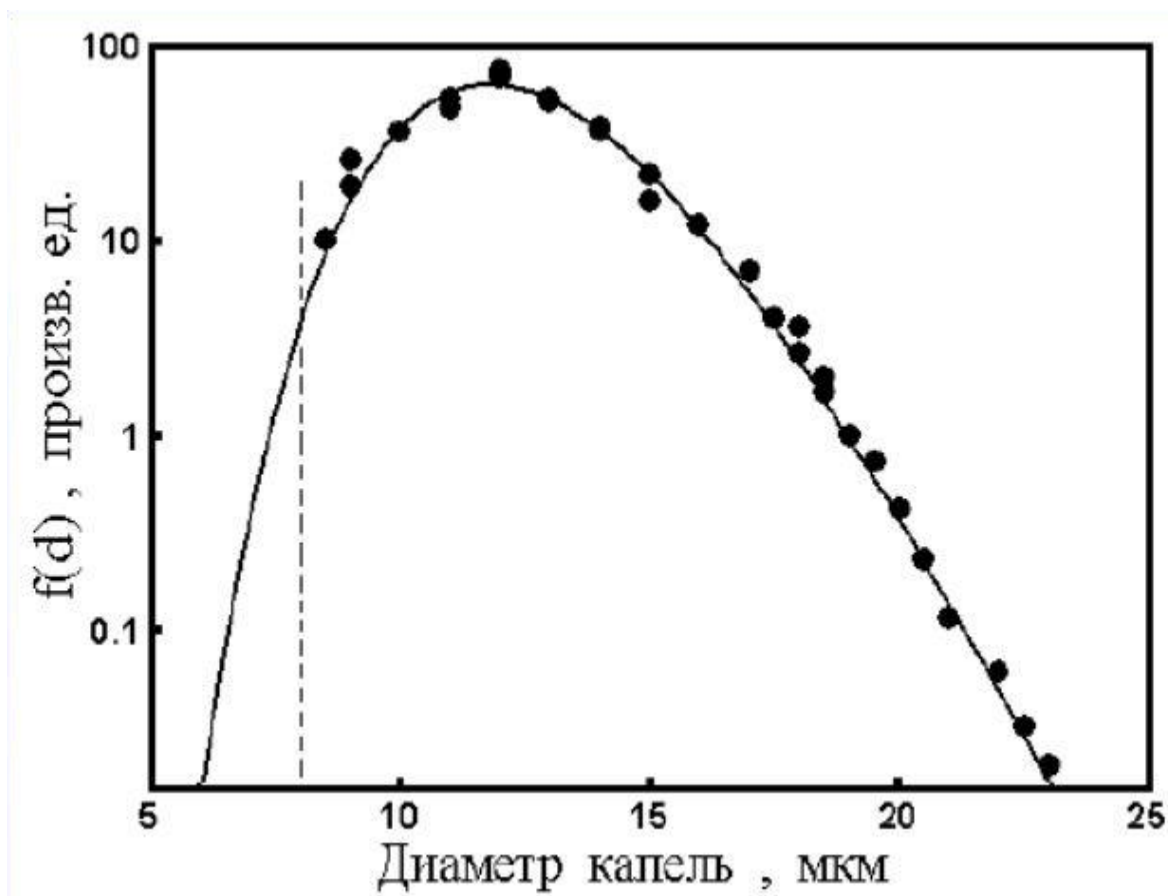


Рисунок 1 – Логнормальное распределение капель по размерам

С помощью данного распределения можно выяснить капли какого размера не смогут осесть за время пребывания в аппарате и будут содержаться в нефти на выходе из него.

1.4 Общие сведения о водонефтяных эмульсиях

Система, которая образована нерастворимыми, либо малорастворимыми друг в друге жидкостями, называется эмульсией.

Эмульсии – это системы с размером частиц около от 10^{-1} мкм и выше, их можно наблюдать визуально с помощью оптического микроскопа.

Распыленная жидкость является внутренней или дисперсной фазой, а жидкость, в которой она непосредственно находится, называется дисперсионной средой.

Наиболее часто встречающиеся эмульсии состоят из воды и органической жидкости. Если вода образует непрерывную фазу, то эмульсия является прямой

или "масло в воде", если вода является дисперсной фазой, то эмульсия будет обратной.

От соотношения несмешивающихся жидкостей зависит тип эмульсии. Жидкость при смешивании, объем которой больше, всегда стремится стать дисперсионной средой.

С помощью таких процессов как дробление и коалесценция, происходит образование эмульсий. Эмульсия является мелкодисперсной или, наоборот, станет укрупняться в зависимости от соотношения скоростей этих процессов. Эмульсия находится в состоянии динамического равновесия, если скорости дробления и коалесценции равны.

Образование эмульсии приводит к увеличению поверхности дисперсной фазы, из-за этого для осуществления процесса эмульгирования нужно затратить некоторую работу, которая сосредотачивается на границе раздела фаз в виде свободной поверхностной энергии.

Энергия, которая расходуется на образование межфазной поверхности, называется межфазным (поверхностным) натяжением.

В дисперсной фазе глобулы представлены сферами, потому что такая форма имеет минимальные поверхность и свободную энергию при заданном объеме [4].

Под стабилизацией эмульсии принято понимать динамический процесс, определяемый законами конкурирующей адсорбции на каплях эмульсии различных эмульгирующих веществ.

Данный процесс на первых стадиях протекает быстро, а далее время процесса возрастает, потому как осуществляется заполнение свободной поверхности капель, которые способны адсорбировать эмульгирующие вещества. В течении этого времени составы бронирующих оболочек и их структура стабилизируются. Время и процесс, когда эмульсия входит в устойчивое состояние, называются временем и процессом «старения» эмульсии соответственно.

Во время старения возрастает устойчивость эмульсии к расслоению, достигая максимального значения для "застарелых" эмульсий. Время расслоения при нормальных условиях в большей степени будет зависеть от количества и качества эмульгирующих веществ, которые присутствуют в нефти. Это время чаще всего измеряется в часах, реже расслоение происходит в течение нескольких дней, но иногда встречаются такие эмульсии, которые не расслаиваются в течение нескольких лет [5].

1.5 Методы разрушения водонефтяных эмульсий

Принцип процесса обезвоживания и обессоливания заключается в разрушении эмульсии и превращении из агрегативно-устойчивого мелкодисперсного состояния в крупнодисперсное [5].

Классификация методик деэмульгирования:

- механические (фильтрация, центрифугирование, обработка акустическими и ультразвуковыми колебаниями и др.);
- термические (подогрев с отстаиванием, промывка горячей водой);
- электрические (обработка в электромагнитных полях);
- химические (обработка реагентами-деэмульгаторами).

По видам деэмульсацию различают на трубную и пенную. Её суть заключается в интенсивном перемешивании нагретой эмульсии для разрушения так называемых оболочек на каплях воды. В базу систематизации методик деэмульсации нефти положена та или же другая индивидуальная особенность способа, базирующаяся на конкретной стадии процесса деэмульгирования, вследствие этого все методы на практике получают комбинированными, их нельзя ассоциировать и сравнивать друг с другом.

Разрушение бронирующих оболочек, укрупнение капель, разделение фаз всё это три основных стадии разделения эмульсий.

Оценка различных методов воздействия на водонефтяные эмульсии по их эффективности и технологичности проведения процесса приведена в таблице 1.

Таблица 1 Оценка различных методов воздействия на водонефтяные эмульсии

Стадии	Характеристика	Значимость процесса по: Эффективности	
I	Разрушение бронирующих оболочек	1. Химические реагенты 2. Нагрев 3.Электростатические поля 4.Перемешивание	1. Химические реагенты 2. Перемешивание 3. Нагрев 4.Электростатические поля
II	Укрупнение капель	1. Электрические поля 2. Коалесцирующие насадки 3.Гидродинамические эффекты 4. Импульсные воздействия 5. Промывка в слое воды 6. Применение флокулянтов 7. Магнитное поле	1. Гидродинамические эффекты 2. Промывка в слое воды 3. Электрические поля 4.Коалесцирующие насадки 5. Импульсные воздействия 6. Применение флокулянтов 7. Магнитное поле
III	Разделение фаз	1.Центрифугирование 2. Отстаивание 3. Флотация, пенная деэмульсация 4.Электростатические поля	1.Центрифугирование 2. Отстаивание 3. Флотация, пенная де- эмульсация 4.Электростатические поля

В стадии разрушения бронирующих оболочек главным действием является работа реагентов-деэмульгаторов. Иногда на практике в действия приводят механизм нагрева или интенсивного перемешивания, что влечет за собой ослабление и частичное разрушение оболочек.

Так же новым видом разрушения межфазных оболочек является применение высокочастотных или сверхвысокочастотных электромагнитных полей, но в виду новизны данного метода он находится лишь в стадии разработки [6].

При совершенствовании методов воздействия особое внимание должно быть уделено высокоэффективным реагентам-деэмульгаторам и разработке их рационального применения, который будет заключаться в создании технологии их применения.

Значительное разнообразие интенсифицирующих факторов применяется на стадии укрупнения капель. Для этой стадии важным является применение

электрических полей с использованием высокоэффективных конструкций электродегидраторов [7].

Успешным так же можно считать метод промывки эмульсии в слое воды, его особенность заключается в сочетании равномерного распределения струек жидкости перфорированными маточниками с коалесценцией, которые происходят в промежуточном и кипящем слое эмульсии.

Для укрупнения капель эмульсии, применяют флокулянты и коалесцирующие насадки, с помощью которых удалось добиться положительного эффекта.

Использование магнитных полей заключается в трудности реализации процесса, так как оборудование является очень сложным, либо проблема заключается в сложности регенерации ферромагнитных частиц.

Новые модели отстойников, созданные в последние годы, являются высокопроизводительными, их положительными качествами является то, что они позволяют использовать весь объем аппарата и имеют функцию учета физико-химических свойств эмульсии.

Процессы флотации и пенной деэмульсации в настоящее время представлены в виде теоретических методик, применение которых на практике является достаточно сложным.

1.6 Влияние технологических параметров на эффективность процесса обезвоживания нефти

В ходе анализа состояния проблемы по совершенствованию технологий процессов подготовки нефти были выявлены пять основных решений в научно-технических разработках [8]:

- 1) совершенствование конструкций и аппаратов;
- 2) совершенствование технологических режимов;
- 3) исследование механизмов процессов и методов стабилизации и дестабилизации эмульсий;

4) исследование физических процессов разделения водонефтяных эмульсий;

5) оптимизация, автоматизация и автоматическое управление процессами обезвоживания и обессоливания нефти.

Несмотря на представленные выше решения, они имеют общий недостаток – отсутствие комплексного решения проблемы. Если рассматривать этот процесс с точки зрения системного подхода в схеме подготовки нефти, то можно выделить четыре основные подсистемы:

- 1) дестабилизация эмульсии при помощи деэмульгаторов;
- 2) обезвоживание эмульсии;
- 3) смешение пластовой и промывочной воды;
- 4) обессоливание и разделение эмульсии.

Каждая из систем является сложной совокупностью взаимосвязанных явлений и процессов. При этом стоит взять во внимание, что ряд стадий процессов может протекать в соединительных трубопроводах между основными аппаратами, такие как дестабилизация эмульсии и ее укрупнение. Поэтому существенное влияние оказывают пространственное расположение, а также длины и диаметры соединительных трубопроводов [8].

В настоящее время имеется большой опыт по эксплуатации установок, промышленной подготовки нефти, технологическое оборудование типизировано и унифицировано. Однако часто можно наблюдать, что установки с принципиально одинаковой конструкцией используются для обессоливания и обезвоживания нефти с сильно различающимися свойствами. Вследствие этого оборудование используется не на полный потенциал, так же из-за этого возникают проблемы с обеспечением требуемого качества подготовки нефти. Повышения эффективности работы установок можно добиться путём режимной оптимизации существующих и находящихся на стадии проектирования установок. Стоит так же принять во внимание то, что для каждого случая приходится решать задачи математического моделирования, оптимизации и управления процессами подготовки нефти. Для более эффективного решения

необходимо использовать комплексный системный подход к проблеме. Методология системного анализа очень хорошо внедрена в химическую технологию, а для технологических комплексов подготовки нефти находится в стадии развития и совершенствования [8].

На основе вышесказанного можно сформулировать задачи, составляющие начальный этап применения системного подхода к проблеме совершенствования процессов подготовки нефти:

- выполнение анализа механизма разделения эмульсии в отстойных аппаратах;
- с точки зрения системного подхода необходима формулировка задач по управлению процессами обезвоживания и обессоливания нефти;
- разработка математической модели процесса дестабилизации водонефтяной эмульсии с помощью деэмульгаторов и на ее основе предложить инженерные методы и схемы расчета технологических, конструктивных и режимных показателей этого процесса;
- разработка математической модели процесса обезвоживания водонефтяной эмульсии;
- рекомендовать для инженерной практики удобные и простые в реализации методики расчета технологических, конструктивных и режимных показателей данной стадии подготовки нефти;
- реализовать рекомендации по оптимальному ведению технологических процессов обезвоживания и обессоливания нефти на нефтепромыслах.

2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Описание технологического процесса и технологической схемы УПН

Промысловая подготовка нефти включает в себя такие процессы как отделение газа, обезвоживание и обессоливание нефти.

Принципиальная технологическая схема УПН представлена на рис 2.

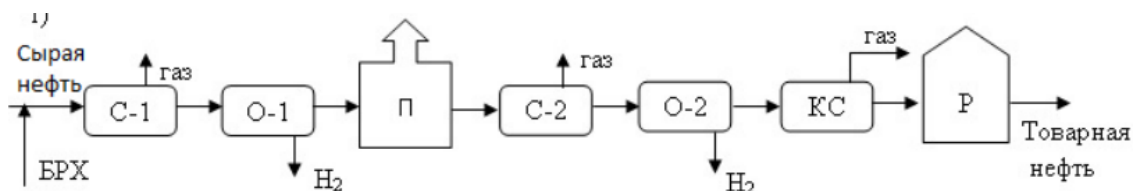


Рисунок 2 – Принципиальная технологическая схема УПН

БРХ – ввод деэмульгатора, С-1, С-2 – сепараторы, Р – резервуар, КС – конечной сепаратор, О-1, О-2 – отстойники, П – печь для нагрева.

В технологической схеме УПН приведенной на рис.1 предусмотрена возможность двухступенчатого обезвоживания нефти, которая включает в себя предварительное обезвоживание и окончательное обезвоживание. В данной схеме важная роль процесса обезвоживания, который происходит в два этапа, что позволяет обеспечить качество подготовки нефти.

Сырая нефть подаётся в С-1 (сепаратор), в котором происходит разделение на нефть и газ, в дальнейшем нефть переходит в ОГ-1, из которого на выходе отделённая от воды нефть поступает в печь.

Поступающая в печь водонефтяная эмульсия нагревается, для улучшения отделения воды и газа от нефти. После подогрева в печи обычно устанавливается сепаратор, а после него устанавливается отстойник, в котором происходит окончательный процесс отделения воды от нефти.

В конечном сепараторе происходит процесс удаления остаточного газа, т.к. после него нефть должна поступить в РВС, а далее подготовленную нефть уже можно направлять на транспортировку потребителю.

Объектом исследования в данной работе является процесс отстаивания при промысловой подготовке нефти и математическая модель данного процесса.

2.2 Методы исследования

В данной работе исследование процесса обезвоживания нефти было проведено с применением метода математического моделирования. На кафедре ХТТ и ХК в течение ряда лет проводятся исследования в данной области и разработана моделирующая система расчета процессов подготовки нефти, одним из модулей которой является

На кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики ТПУ разработана моделирующая система (МС) промышленной подготовки нефти, в которой реализован модульный принцип формирования моделей аппаратов технологической схемы [9].

Иерархическая схема моделирующей системы приведена на рис. 3.

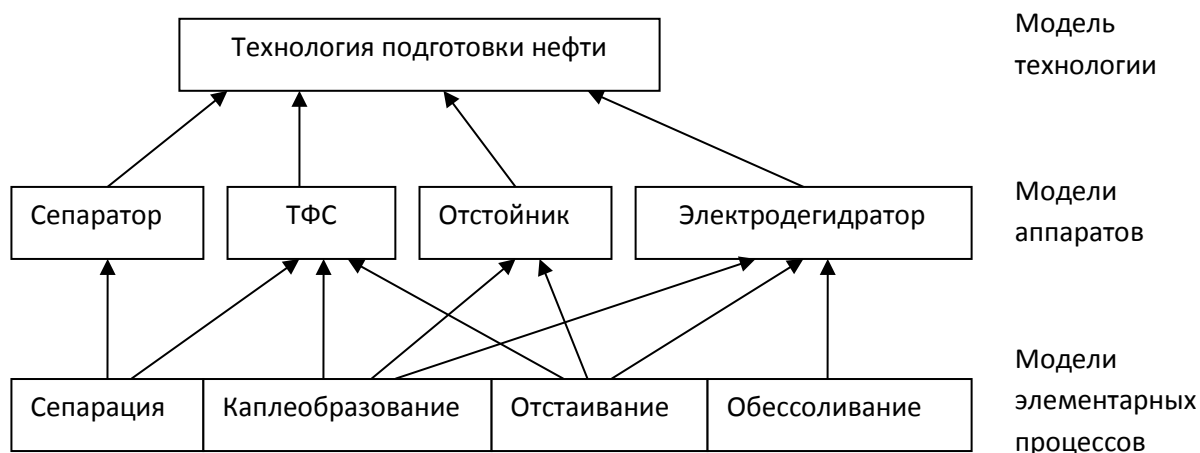


Рисунок 3 – Иерархическая схема моделирующей системы промышленной подготовки нефти

Каждый модуль описывает отдельные процессы промышленной подготовки нефти: каплеобразование в подводящем трубопроводе, сепарацию газа от нефти, отстаивание водонефтяной эмульсии.

Целью данной работы является разработка математической модели и расчет остаточной обводненности нефти с учетом дисперсного состава водонефтяной эмульсии.

3 РАСЧЁТЫ И АНАЛИТИКА

При разработке и эксплуатации нефтяных месторождений наблюдается изменение состава и расхода пластовой смеси, возрастает обводненность нефти [10,11], что требует корректировки технологических режимов для обеспечения эффективности проведения процессов обезвоживания и обессоливания. Для решения таких задач широко применяется математическое моделирование, разрабатываются математические модели и моделирующие системы [12,13].

3.1 Разработка математической модели процесса отстаивания

При моделировании процесса обезвоживания нефти большое влияние на точность расчётов оказывает учёт распределения капель водонефтяной эмульсии по размерам.

Поэтому нами при разработке математической модели за основу была принята методика по вычислению остаточной обводненности изложенная в работах Лутошкина Г.С. Дунюшкина И.И. [14].

В которой показано, что распределение капель по размерам может подчиняться различным видам распределений таким как нормальное и логнормальное. Уравнения расчета с использованием данных распределений имеют следующий вид:

нормальное:

$$C_i = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(D_i - D_{cp})^2}{2\sigma^2}} \quad (1)$$

где D_{cp} – средний диаметр капли ;

σ – параметр распределения;

C_i – концентрация i-го компонента:

D_i – концентрация капель i-го компонента.

логнормальное:

$$C_i = \frac{1}{\sigma D_i \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{\ln^2(D_i - D_{cp})}{2\sigma^2}}. \quad (2)$$

Используя данные распределения, рассчитывается концентрации капель с различными диаметрами d_i . Для расчёта среднего диаметра капель, необходимо

рассчитать максимальный диаметр капель устойчивых при данных гидродинамических условиях [13]:

$$D_{max} = 6,45 \cdot d_{mp} \cdot Re^{0,6} / We^{1,4} \quad (3)$$

где d_{mp} – диаметр трубопровода, м

Re – критерий Рейнольдса

We – критерий Вебера.

Для расчёта максимального диаметра капель необходимо рассчитать критерии Рейнольдса и Вебера, которые изменяются в зависимости от варьируемых параметров.

$$Re = \frac{u d_{mp} \rho_c}{\mu_c} \text{ – критерий Рейнольдса}$$

$$We = \frac{u^2 d_{mp} \rho_c}{\sigma} \text{ – критерий Вебера}$$

где σ – поверхностное натяжение, Н/м

u – линейная скорость потока, м/сек

ρ_c – плотность сплошной фазы, кг/м³

d_{mp} – диаметр трубопровода, м

μ_c – вязкость сплошной фазы, Па·с.

Следующим этапом является расчёт скорости стесненного капель диаметром d_i , определения времени осаждения капель различного размера и количество не осевших капель.

Расчёт скорости стесненного осаждения проводился по формуле:

$$w_i = \frac{(\rho_k - \rho_c) g D_i^2}{18 \mu_c} (1 - W)^{4,75} \quad (4)$$

где ρ_k – плотность дисперсной фазы, кг/м³

ρ_c – плотность сплошной фазы, кг/м³

μ_c – вязкость сплошной среды, Па·с

D_i – диаметр капли, м

g – ускорение свободного падения, м/с²

W – объёмная доля дисперсной фазы.

Тогда время осаждения капель различного диаметра можно рассчитать следующим образом:

$$\tau_{di} = \frac{S}{w_i}. \quad (5)$$

Время нахождения водонефтяной эмульсии в отстойнике рассчитывается по соотношению:

$$t_o = \frac{L \cdot S_h}{Q} \quad (6)$$

где L – длина гравитационной отстойной части аппарата, м

S_h – площадь поперечного сечения в отстойнике, занятая нефтью, м²

Q – нагрузка на отстойник по жидкости, м³/с.

Следовательно, сравнивая время осаждения капель различного диаметра и время пребывания в аппарате можно определить количество и концентрацию не осевших капель ($C_{н.к.}$).

Таким образом, остаточная обводненность рассчитывается по формуле:

$$W_{ост} = C_{н.к.} \cdot W \quad (7)$$

где w – начальная обводненность нефти, % масс

$C_{н.к.}$ – концентрация не осевших капель.

На основе разработанной методики и составленного алгоритма расчета процесса обезвоживания нефти была разработана программа в среде Pascal.

Данная математическая модель процесса отстаивания позволяет рассчитывать максимальный диаметр капель воды устойчивых к дроблению в данных гидродинамических условиях, распределение капель по размерам и остаточную обводненность нефти.

3.2 Результаты исследований

Для проведения расчетов по разработанной математической модели были использованы исходные данные, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Исходные данные расчета остаточной обводненности

Параметр	Единицы измерения	Значение
Плотность нефти	(кг/м ³)	836
Вязкость нефти	(Па·с)	$5,95 \cdot 10^{-3}$
Молекулярная масса воды	(г/моль)	18
Молекулярная масса остатка	(г/моль)	280
Давление	(МПа)	0,3
Обводнённость на входе	(% масс)	0,2
Температура в аппарате	(°С)	15
Диаметр трубопровода	(м)	0,26
Поверхностное натяжение	(Н·с)	$10 \cdot 10^{-3}$
Линейная скорость потока в трубопроводе	(м/с)	1,087
Высота водяной подушки	(м)	0,8
Диаметр аппарата	(м)	3,4
Объем аппарата	(м ³)	200
Объемный расход	(м ³ /с)	0,0576

Были обработаны данные по плотности и вязкости нефтей Томской области, физико–химические свойства которых использовались для проведения расчётов по отстаиванию нефти (рис. 4,5).

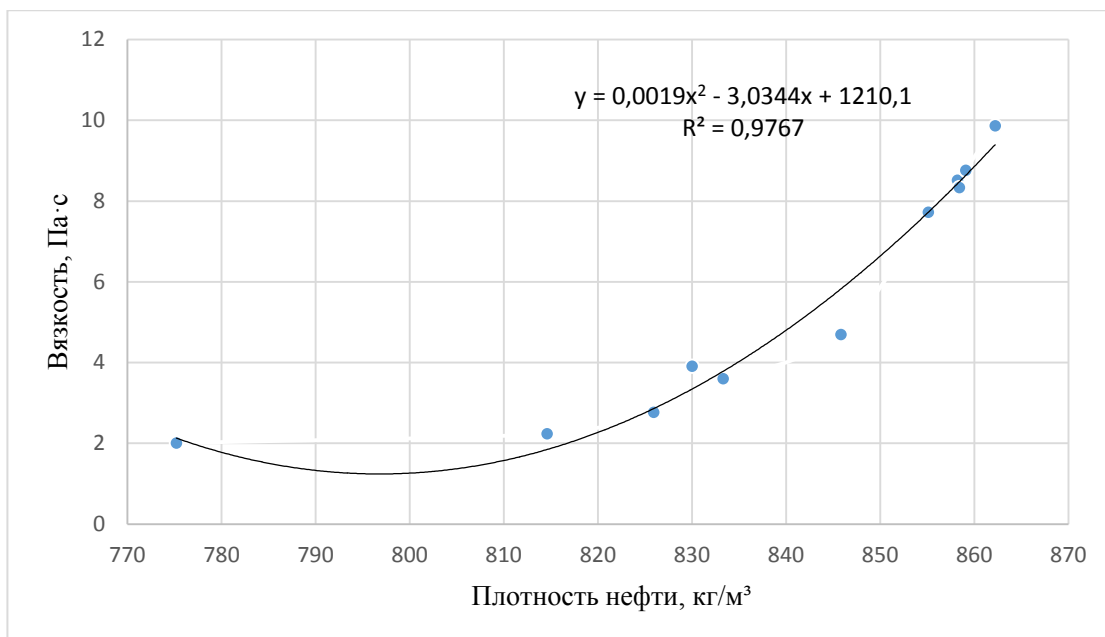


Рисунок 4 – Эмпирическая зависимость вязкости от плотности нефти
(при T=20°C)

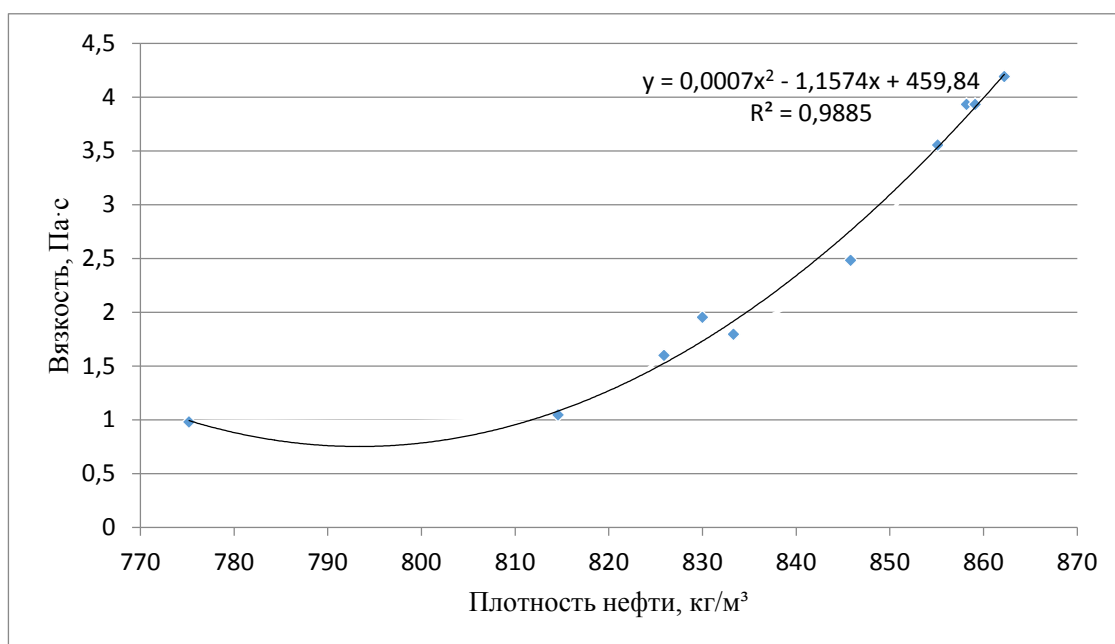


Рисунок 5 – Эмпирическая зависимость вязкости от плотности нефти
(при T=50°C)

С применением разработанной математической модели были проведены исследования по влиянию различных технологических параметров: температуры, входной обводненности и скорости потока на остаточную обводнённость и размер формирующихся капель.

На рисунке 6 показано распределение концентраций в зависимости от диаметра капель воды, рассчитанное на основе логнормального распределения.

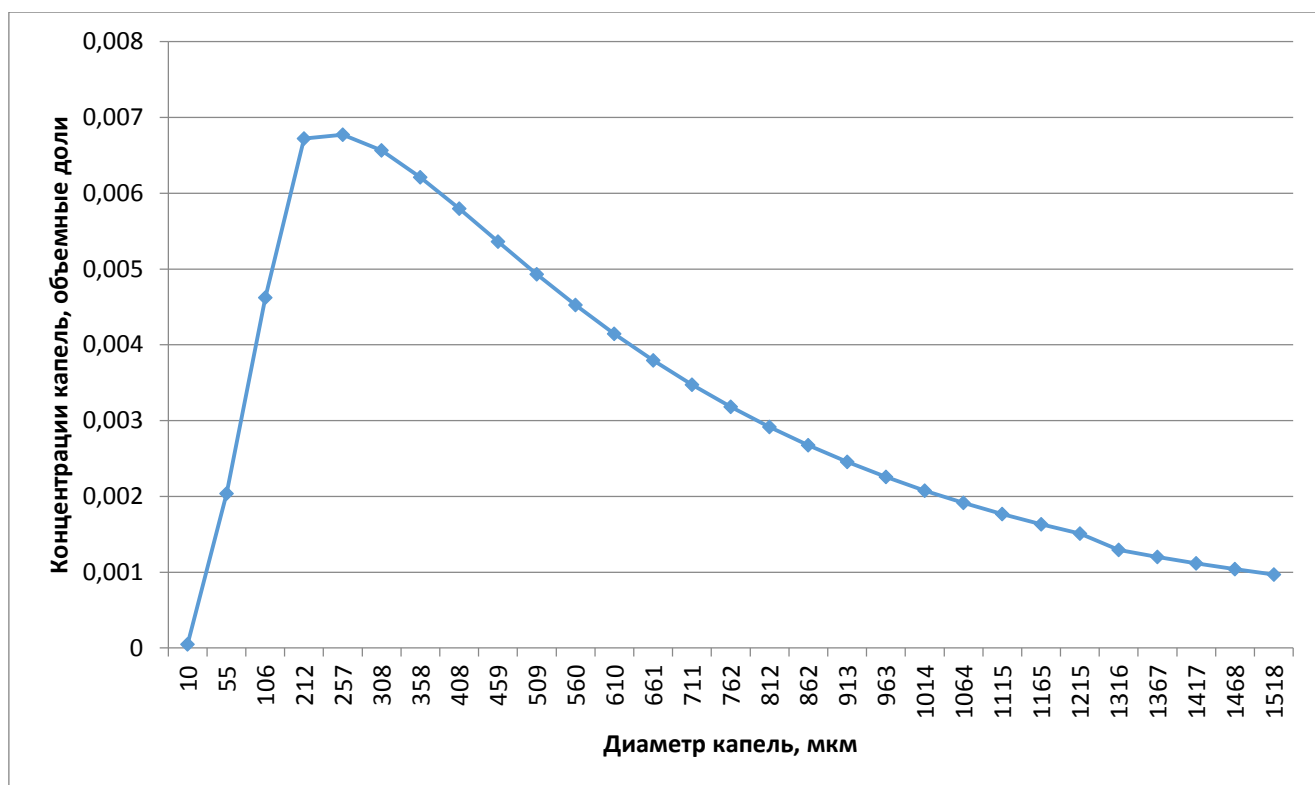


Рисунок 6 – Распределение концентраций в зависимости от диаметра капель воды

В таблице 3 приведены результаты исследования по влиянию температуры на процесс обезвоживания нефти.

Таблица 3 – Влияние температуры на остаточную обводненность

Диаметр патрубка, м	Расход, м ³ /с	Линейная скорость, м/с	Температура, °С	Диаметр капли, мкм	Остаточная Обводненность, % масс.
0,26	180	1,087	15	411	3,4
			20	423	3,1
			30	449	2,5
			40	477	1,9

При увеличении температуры к (табл. 3) наблюдался рост максимального диаметра капли, а остаточная обводненность снижалась.

Так же были проведены исследования по варьированию обводненности на входе в аппарат от 10% до 25% (табл. 4).

Таблица 4 – Влияние содержания воды на входе в аппарат на остаточную обводненность нефти

Диаметр патрубков, м	Расход, м ³ /с	Линейная скорость, м/с	Обводненность на входе, % масс	Диаметр капли, мкм	Остаточная Обводненность, % масс.
0,26	180	1,087	0,1	510.4	0.3
			0,15	457.9	1.2
			0,2	410.9	3.4
			0,25	368.7	7.8

Из табл. 4 видно, что чем больше обводнённости водонефтяной эмульсии на входе в аппарат, тем сложнее происходит процесс отделения воды от нефти, и тем больше становится остаточная обводненность.

Результаты расчетов по влиянию скорости потока и диаметра подводящего трубопровода приведены в табл. 5.

Таблица 5 – Влияние скорости потока на остаточную обводненность нефти

Расход, кг/час.	Объемный расход, м ³	Диаметр патрубка, м	Линейная скорость, м/сек	Критерий Рейнольдса	Максимальный диаметр капли, мкм	Остаточная обводненность, %масс.
200	0,0631	0,26	1,189	22928	336	4.9
		0,3	0,893	20031	649	1.8
180	0,0576	0,26	1,085	20914	411	3.5
		0,3	0,815	19608	794	1.2
160	0,0505	0,26	0,952	18336	549	1.9
		0,3	0,715	16029	1060	0.5
140	0,0441	0,26	0,831	16012	739	1.0
		0,3	0,624	14006	1428	0.2

Полученные результаты показали, что с увеличением расхода и диаметра входного патрубка возрастает диаметр формирующихся капель воды, при этом показано, что диаметр капли очень чувствителен к линейной скорости потока.

Содержание воды в нефти (табл. 5) на выходе аппарата возрастает при увеличении линейной скорости потока. Исследования по влиянию температуры (при расходе 180 кг/час.) показали, что с ростом температуры от 15 до 35 °C остаточная обводненность снижается до 2,2% масс.

Таким образом, разработанная математическая модель процесса отстаивания позволяет рассчитывать остаточную обводненность нефти с учетом физико-химических свойств и дисперсного состава водонефтяной эмульсии, гидродинамики потоков и конструктивных особенностей аппаратов.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2К31	Боговой Андрей Андреевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ХТТ и ХК
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; анкетирование; опрос.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта
2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований	Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.
3. Планирование процесса управления НИИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИИ
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Проведение оценки экономической эффективности исследования качества товарных бензинов.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. График проведения и бюджет НИИ
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИИ
5. Сравнительная эффективность разработки

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры менеджмента	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2К31	Боговой Андрей Андреевич		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Разрабатываемый проект направлен на разработку и составление математической модели в виде программного продукта для исследования и оптимизации процесса отстаивания нефти.

В настоящее время перспективность научного исследования определяется коммерческой ценностью разработки, что является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов.

Целью данного раздела в бакалаврской работе является определение перспективности и успешности научно-исследовательского проекта, разработка механизма управления и сопровождения конкретных проектных решений на этапе реализации. Достижение цели обеспечивается решением следующих задач:

- разработка общей экономической идеи проекта, формирование концепции проекта;
- организация работ по научно-исследовательскому проекту;
- планирование научно-исследовательских работ;
- оценки коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- определение ресурсосберегающей, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективностей исследования [15].

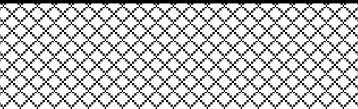
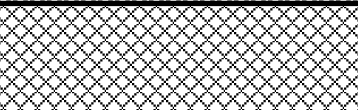
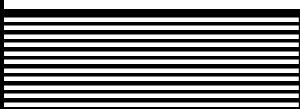
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

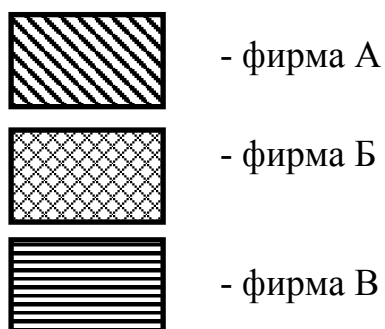
Потенциальные потребители результатов исследования:

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. На таблице 6

представлена карта сегментирования рынка по виду оказываемой услуги с применением математической модели процесса отстаивания.

Таблица 6 – Карта сегментирования

Потребитель	Вид услуги		
	Продажа программного продукта	Оказание услуг по исследованию и оптимизации	Продажа тренировочной версии
Крупные НПЗ			
Средние НПЗ			
Мелкие НПЗ			
Образовательные учреждения			
Проектные организации			



На таблице 6 показано, какие ниши на рынке услуг по применению математической модели не заняты конкурентами или где уровень конкуренции низок.

4.1.1 Анализ конкурентных технических решений

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 соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

В таблице 7 представлен сравнительный анализ математической модели (М), разработанной в рамках выполнения ВКР и двух конкурентных моделей (К1) [15] и (К2) [16], выполненных в 2013 и 2014 годах соответственно.

Таблица 7 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _М	Б _{К1}	Б _{К2}	К _М	К _{К1}	К _{К2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Повышение производительности труда пользователя	0,09	5	2	2	0,45	0,18	0,18
Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,07	5	3	3	0,35	0,21	0,21
Энергоэкономичность	0,1	5	4	3	0,5	0,4	0,3
Надежность	0,07	5	4	4	0,35	0,28	0,28
Безопасность	0,04	5	5	5	0,2	0,2	0,2
Экономические критерии оценки эффективности							
Конкурентоспособность продукта	0,2	5	3	2	1	0,6	0,4
Уровень проникновения на рынок	0,07	4	5	4	0,28	0,35	0,28
Цена	0,08	5	3	4	0,4	0,24	0,32
Предполагаемый срок эксплуатации	0,08	5	5	5	0,4	0,4	0,4
Послепродажное обслуживание	0,07	5	5	2	0,35	0,35	0,14
Финансирование научной разработки	0,03	4	4	4	0,12	0,12	0,12
Срок выхода на рынок	0,05	5	3	3	0,25	0,15	0,15
Наличие сертификации разработки	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
Итого	1	63	51	46	4,9	3,73	3,23

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле [17]:

$$K = \sum B_i * B_i \quad (8)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i-го показателя.

Разрабатываемая математическая модель является конкурентоспособной на рынке, главным преимуществом которой, является чувствительность к составу перерабатываемого сырья.

4.1.2 SWOT-анализ

Для комплексной оценки научно-исследовательского проекта применяют SWOT-анализ, результатом которого является описание сильных и слабых сторон проекта, выявление возможностей и угроз для его реализации, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. Итоговая матрица SWOT-анализа представлена в таблице 8.

Таблица 8 – SWOT-анализ

	Сильные стороны проекта: 1. Возможность оптимизации важного процесса переработки нефтяного сырья – гидродепарафинизации. 2. Эффективное использование топливно-энергетических ресурсов. 3. Возможность проведения необходимых исследований без вмешательства в работу 4. Отсутствие аналогичных математических моделей по процессу 5. Чувствительность к изменению состава сырья.	Слабые стороны проекта: 1. Ограниченность экспериментальных данных спромышленной установки. 2. Отсутствие учета в модели реакции коксообразования на катализаторе депарафинизации. 3. Отсутствие экспериментальных образцов для проведения анализа.
Угрозы: 1. Создание подобной модели на рынке в более быстрые сроки 2. Внедрение других моделей на предприятия отечественных НПЗ 3. Отсутствие спроса не заинтересованность	1. Продвижение новой технологии оптимизации процесса с применением математической модели. 2. Продвижение на рынок новых технологий 3. Введение в модель чувствительности к составу сырья	1. Разработка научного исследования 2. Повышение квалификации кадров у потребителя 3. Приобретение необходимых экспериментальных данные по составу сырья и продукта с

предприятий по внедрению инновационного проекта		промышленной установки.
Возможности: 1. Внедрение разработанной модели на предприятии нефтепереработки для оптимизации процесса производства дизельных топлив. 2. Внедрение разработанной модели на производство для отработки действий персонала. 3. Внедрение системы в образовательную сферу в качестве компьютерного тренажера для обучения студентов.	1. Разработка математической модели процесса отстаивания нефти на основании физико-химических свойств нефти и её состава.	1. Ограниченность экспериментальных данных с промышленной установки. 2. Отсутствие данных о содержании кокса на катализаторе. 3. Повышение эффективности использования сырья на предприятии 4. Повышение квалификации персонала на производстве 5. Создание тренировочной версии для обучения студентов основам процесса гидродепара-финизации, закономерностям процесса.
4. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ 5. Внедрение на Российский НПЗ процесса отстаивания и соответственно повышение спроса на разрабатываемую модель.		6. Отсутствие экспериментальных образцов для проведения анализа.

Выявление соответствия сильных и слабых сторон научно – исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды (табл. 9).

Таблица 9 – Выявление соответствия сильных и слабых сторон

Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	+	+	+	+	+
	B2	0	0	+	+	0
	B3	+	-	-	-	-
	B4	+	+	0	+	+
	B5	+	0	-	+	0

В данном разделе был проведен SWOT–анализ, представленный в таблице 8. По его результатам были выявлены сильные и слабые стороны проекта, а так же угрозы и возможности. Так же было выявлено то, как можно компенсировать слабые стороны проекта за счет его возможностей и нейтрализовать угрозы с помощью сильных сторон проекта. Результаты SWOT–анализа учитываются при разработке структуры работ, выполняемых в рамках научно-исследовательского проекта.

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе составлен перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования и произведено распределение исполнителей по видам работ. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 10.

Таблица 10 – Перечень этапов работ и распределение исполнителей

Основные этапы	Содержание исследовательской части работ	Содержание технической части работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	Составление и утверждение технического задания	Получение технического задания от предприятия-заказчика и его согласование.	Научный руководитель
Теоретическое исследование	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Проведение теоретических расчетов, а затем необходимых экспериментов для их подтверждения.	Инженер
Обобщение и оценка результатов	Оценка эффективности полученных результатов	Анализ результатов проведенного научно-технического исследования, выдача рекомендаций относительно решаемой задачи.	Инженер совместно с научным руководителем
Оформление отчета по НИР	Составление пояснительной записки	Составление отчета о проделанной работе, с указанием проблематики проводимого исследования, результатов и принятых технических решений.	Инженер

4.2.1 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным в данном случае является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} + k_{\text{кал}} \quad (9)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях; $k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} \quad (10)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе необходимо округлить до целого числа. Все рассчитанные значения сведены в (табл. 11).

Таблица 11 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работ	Трудоемкость работ						Исполнит.		Длительность работ в рабочих днях T_{pi}		Длительность работ в календарных днях T_{ki}	
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{ожсi}$, чел-дни							
	Науч. рук-ль	Инженер	Науч. рук-ль	Инженер	Науч. рук-ль	Инженер	Науч. рук-ль	Инженер	Науч. рук-ль	Инженер	Науч. рук-ль	Инженер
Составление и утверждение технического задания	7	-	12	-	8	-	2	-	7,6	-	11	-
Проведение теоретических расчетов и обоснований	-	31	-	38	-	32	-	2	-	32	-	45
Оценка эффективности и полученных результатов	5	12	11	24	9	17	2	2	8,8	17	14	25
Составление пояснительной записки	-	8	-	16	-	11	-	1	-	11	-	19

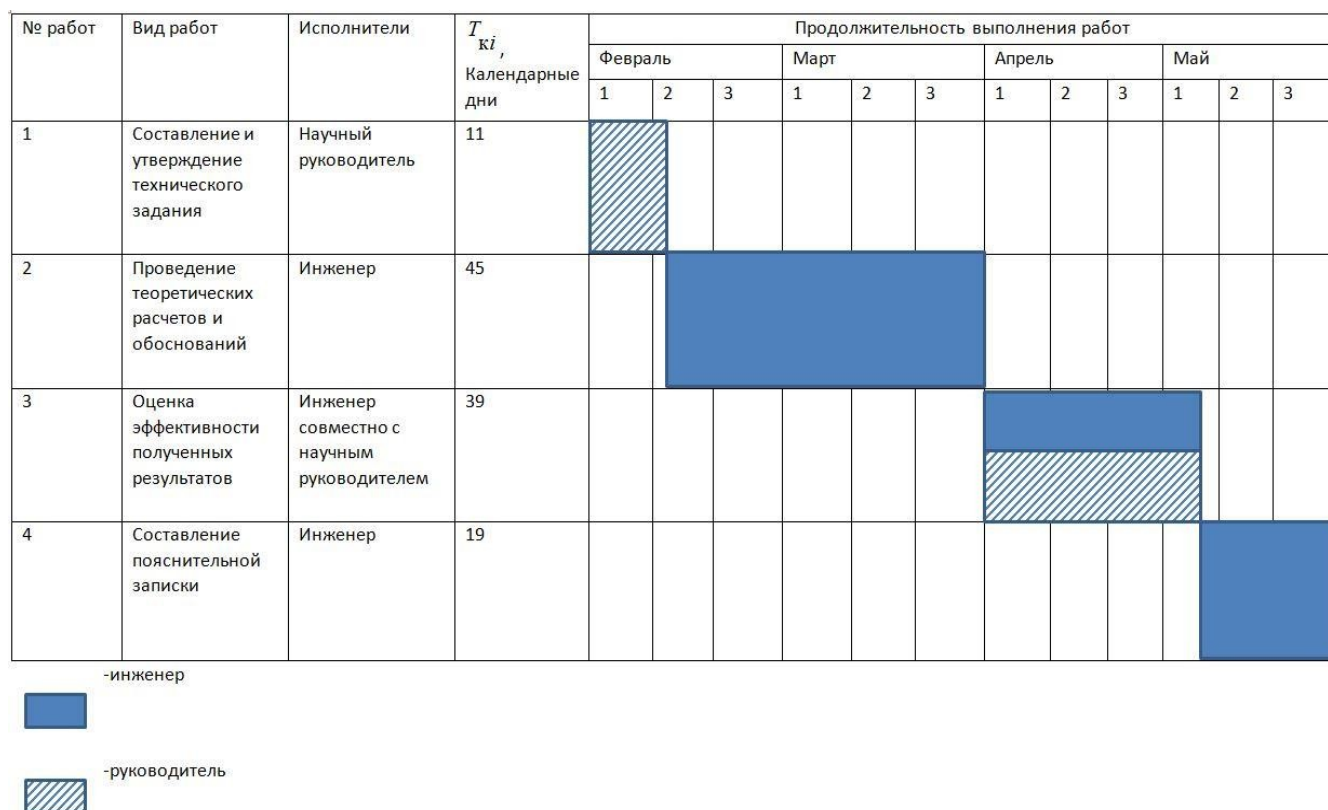
Итого длительность работ – 114 календарных дней.

На основе таблицы 11 строим календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта, с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени написания ВКР. При этом работы на графике следует выделить различной штриховкой в зависимости от исполнителей, ответственных за ту или иную работу.

Календарный план-график построенный для максимального по длительности второго варианта исполнения работ рамках научно-исследовательского проекта приведен в таблице 12.

Общее число работ составило 4. Ожидаемая трудоемкость работ для научного руководителя составила 50 чел-дней, для студента-исполнителя составила 103 чел-дней. Общая максимальная длительность выполнения работы составила 114 календарных дней

Таблица 12 – Календарный план-график проведения НИР
(Диаграмма Ганта)



4.3 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех расходов, связанных с его выполнением [17].

4.3.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле [18]:

$$З_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m Ц_i \cdot N_{расхi} \quad (11)$$

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

$N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

$Ц_i$ – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы (принимается в пределах 15-25% от стоимости материалов).

Материальные затраты на требующиеся аппараты и приспособления представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Материальные затраты

Наименование	Ед. измерения	Количество			Цена за ед. с НДС, руб.			Затраты на материалы, (З _м), руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Хроматографкристалл 5000	шт.	1	1	1	825300	825300	825300	825300		
Образцы топлива	литр	2	4	6	37	37	37	74	148	222
ПГС водо-род 40%	балон	1	2	3	2430	2430	2430	2430	4860	7290
Автоматическая установка ПТФ	шт	1	1	1	212400	212400	212400	212400		
Итого	Исполнение 1				Исполнение 2			Исполнение 3		
	1040204 руб.				1042708 руб.			1045212 руб.		

4.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

Расчет затрат на приобретение программного обеспечения (ПО) в таблице 14.

Таблица 14 – расчеты затрат на приобретение ПО

Наименование ПО			Стоимость ПОс НДС, руб.		
Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Microsoft office	Microsoft office	Microsoft office	2900	2900	2900
-	Delphi	Delphi		43800	43800
Gaussian	Gaussian	Gaussian	35700	35700	35700
Итого:			38600	82400	82400

4.3.3 Расчет заработной платы

Расчет основной заработной платы представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Расчёт основной заработной платы

№	Наименование этапов	Исполните ли по категория м	Трудо- емкость, чел.-дн.	Заработная плата, на один чел.-дн., тыс.руб.	Всего заработная плата по окладам без кр, тыс. руб.
1	Разработка технического задания, выбор направления исследований, оценка результатов	Руководи- тель	22	1,08	23,76
2	Теоретические и экспериментальные исследования, расчет на разработанной модели, оформление отчетв по НИР	Бакалавр	44	0,411	18,08
Итого: 41,84					

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп} \quad (12)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле [17]:

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} + Т_{\text{р}} \quad (13)$$

где $З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

$Т_{\text{р}}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле [17]:

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{м}} \cdot М}{F_{\text{д}}} \quad (14)$$

где $З_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

$М$ – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 – рабочих дня, $М = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней $М = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн. (табл. 16).

Таблица 16 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Бакалавр
Календарное число дней	366	366
Количество нерабочих дней		
– выходные дни	119	119
– праздничные дни		
Потери рабочего времени		
– отпуск	92	92
– невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	155	155

Месячный должностной оклад работника [16]:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{б}} * k_{\text{р}} \quad (15)$$

где $З_{\text{б}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3.

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 17.

Таблица 17 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	З _б , руб.	k _р	З _м , руб.	З _{дн} , руб.	T _р , раб. дн.	З _{осн} ,руб.
Руководитель	23760	1,3	30888	2231,9	155	345944,5
Бакалавр	18080	1,3	23504	1698,4	155	263252

4.3.4 Расчет дополнительной заработной платы

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 12-15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы [17]:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} \quad (16)$$

где $З_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплат (15% от $З_{\text{осн}}$);

$З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

Результаты расчета в таблице 11.

4.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников. Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) \quad (17)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд медицинского страхования и пр.).

На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2015 году водится пониженная ставка – 30% [18].

Результаты расчета в таблице 18.

4.3.6 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:

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) * k_{\text{нр}} \quad (18)$$

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

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

Результаты расчета в таблице 18.

4.3.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) 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 [18].

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Расчет бюджета затрат на научно-исследовательский проект

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Материальные затраты	1040204	1042708	1045212
2. Затраты на специальное оборудование	38600	82400	82400
3. Затраты по основной ЗП исполнителей	54392	54392	54392
4. Затраты по дополнительной ЗП исполнителей	8158,8	8158,8	8158,8

5. Отчисления во внебюджетные фонды	18765	18765	18765
6. Накладные расходы	185619,2	193027,8	193428,5
7. Бюджет затрат НТИ	1345739	1399451,6	1402356,3

Как видно из таблицы 18 основные затраты НТИ приходятся на материальные затраты, включающие покупку дорогостоящего оборудования и приспособления для его работы.

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 по формуле [17]:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (19),$$

где $I_{\text{финр}}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i-го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

$$I_{\text{ф}}^{\text{исп}1} = 1345739/1402356,3 = 0,95$$

$$I_{\text{ф}}^{\text{исп}2} = 1399451,6/1402356,3 = 0,99$$

$$I_{\text{ф}}^{\text{исп}3} = 1402356,3/1402356,3 = 1$$

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).

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности труда	0,1	4	4	5
2. Удобство в эксплуатации	0,15	2	4	5
3. Энергосбережение	0,15	4	5	5
4. Надежность	0,20	3	4	4
5. Воспроизводимость	0,25	5	3	5
6. Материалоемкость	0,15	4	4	3
ИТОГО	1			

$$I_{p-исп1} = 0,1 * 4 + 0,15 * 2 + 0,15 * 4 + 0,20 * 3 + 0,25 * 5 + 0,15 * 4 = 3,8$$

$$I_{p-исп2} = 0,1 * 4 + 0,15 * 4 + 0,15 * 5 + 0,2 * 4 + 0,25 * 3 + 0,15 * 4 = 3,9$$

$$I_{p-исп3} = 0,1 * 5 + 0,15 * 5 + 0,15 * 5 + 0,20 * 4 + 0,25 * 5 + 0,15 * 3 = 4,5$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{исп.i}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{финр}} \quad (20)$$

$$I_{исп1} = 3,8 / 0,95 = 4,00$$

$$I_{исп2} = 3,9 / 0,99 = 3,94$$

$$I_{исп3} = 4,5 / 1,00 = 4,50$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.

Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{cp}$) [17]:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп,1}}{I_{исп,2}} \quad (21)$$

Таблица 20 – Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Интегральный финансовый показатель разработки	0,95	0,99	1,00
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,80	3,90	4,50
Интегральный показатель эффективности	4,00	3,94	4,50
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	0,89	0,87	1

Из таблицы 20 можно видеть, что лучшим исполнением научно-технического исследования является исполнение 3, так как в данном исполнении лучшее обеспечение материалами и оборудованием, следовательно, достигается наибольшая эффективность проделанной работы. В результате проведенной работы была спроектирована и создана конкурентоспособная разработка, отвечающая современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2К31	Боговому Андрею Андреевичу

Институт	ИПР	Кафедра	ХТТ и ХК
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, биотехнологии и нефтехимии

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования – процесс обезвреживания при промышленной подготовки нефти. Область применения – нефтеперерабатывающая промышленность;
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины,	1.1 <i>Нефть относится к 3 классу опасности;</i> <i>Вредные факторы:</i> – <i>Повышенный уровень шума ГОСТ 12.1.003-83;</i> – <i>Недостаточность освещения рабочей зоны ГОСТ Р 55710-2013;</i> – <i>Загазованность рабочей зоны ГОСТ 31378-2009.</i> 1.2 <i>Вредные факторы:</i> – <i>Электрическое напряжение ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ;</i> – <i>Процесс ведется под избыточным давлением ПБ 10-115- 96;</i> – <i>Опасность термических ожогов РД 153-34.0-03.702-99;</i> – <i>Опасность взрыва и пожара ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ;</i> – <i>Расположение рабочего места на высоте ПОТ РМ 012-2000.</i> <i>СИЗ: противогазы, защитные рукавицы, мази и пасты, очки, защитные противошумные наушники ГОСТ 12.4.068</i> <i>Средства коллективной защиты:</i>

профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).	<i>приточно-вытяжная вентиляция с механическим побуждением.</i>
2. Экологическая безопасность: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	<i>Промышленный объект четвертого класса – 100 м.</i> <i>Основными загрязнителями атмосферы на производстве являются:</i> • <i>Диоксид азота;</i> • <i>Углерод черный (сажа);</i> • <i>Оксид углерода;</i> • <i>Метан;</i> • <i>Бензапирен.</i> <i>Для защиты гидросферы предусмотрено:</i> • <i>Обвалование площадок;</i> • <i>Дренажные емкости для сбора разливов нефтепродуктов;</i> • <i>Сточные воды проходят механическую очистку.</i> <i>Защита литосферы осуществляется утилизацией отходов производства, установленным регламентом производства.</i>
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	<i>Перечень возможных ЧС:</i> – <i>Взрывы, пожары, разгерметизация трубопровода</i> – <i>Протечки в запорно-регулирующей арматуре или в аппаратах;</i> – <i>Сбой системы электроснабжения;</i> – <i>Увеличение содержания нефтепродуктов в подтоварной воде;</i> – <i>Унос нефти на УОГ;</i> – <i>Повышенная вибрация насоса;</i> – <i>Давление на приеме насоса ниже нормы.</i> <i>При возникновении ЧС в первую очередь необходимо сообщить в пожарную охрану и скорую помощь.</i> <i>Прекращение подачи сырья;</i> <i>Отсечь аварийный участок;</i> <i>Переключение на резервную линию;</i> <i>Отцепить территорию лентой и выставить необходимые знаки.</i>
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– <i>сокращенная продолжительность рабочего времени – не более 36 часов;</i> – <i>ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск – не менее 7 календарных дней;</i> – <i>повышение оплаты труда – не менее 4% тарифной ставки (оклада).</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2К31	Боговой Андрей Андреевич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Развитие нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности напрямую связано с совершенствованием технологии нефтепереработки, разработкой и оптимизацией существующих процессов, обеспечивающих улучшение технико-экономических показателей и качества нефтепродуктов. Основными этапами при промысловой подготовке нефти являются процессы обезвоживания и обессоливания, которые осуществляются в результате разрушения водонефтяной эмульсии, в основном, с использованием термохимических методов.

Подготовка нефти осуществляется в аппаратах, работающих под избыточным давлением на установке подготовки нефти (УПН).

Газожидкостная смесь после узлов учета нефти (УУН) поступает в трехфазные сепараторы (ТФС). Перед входом в сепараторы предусмотрена подача деэмульгатора.

Добавление деэмульгатора в сырую нефть дает возможность разрушить слои природных стабилизаторов нефтяной эмульсии, входящих в состав защитных оболочек глобул воды и способствует их переводу с границы раздела фаз в объем.

После предварительного обезвоживания, нефть поступает в печи (ПТБ) для подогрева нефти.

Горячая нефть после ПТБ поступает в сепараторы концевой ступени сепарации, где происходит полное разгазирование. Далее нефть поступает в электродигидраторы (ЭДГ), где формируется высокое напряжение, за счет которого происходит коалесценция (укрупнение) частиц, а также обессоливание нефти.

После обезвоживания и обессоливания, нефть перекачивается насосами внутренней перекачки (НВП) в резервуарный парк.

Аппараты находятся на открытых площадках. Наблюдение за процессом ведется операторами при помощи центрального пульта управления (ЦПУ), а так же с периодическим обходом оборудования.

5.1 Производственная безопасность

Таблица 21 – Опасные и вредные факторы по ГОСТ 12.0.003-74

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Насосная внутренней и магистральной перекачки перекачки нефти;	1.Повышенный уровень шума; 2.Недостаточность освещения рабочей зоны;	1.Процесс ведется под избыточным давлением; 2.Электрическое напряжение.	Параметры безопасности труда устанавливаются ГОСТ 12.0.001-82 Параметры определения шумовых характеристик устанавливаются ГОСТ 12.1.003-83 Параметры электрического напряжения устанавливаются ГОСТ Р 12.1.019- 2009 ССБТ.
2.Площадка электродигидраторов (ЭГ);	1. Загазованность рабочей зоны;	1. Электрическое напряжение; 2. Процесс ведется под избыточным давлением.	Параметры электрического напряжения устанавливаются ГОСТ Р 12.1.019- 2009 ССБТ. Работа с сосудами под давлением устанавливается ПБ 10- 115-96.
3. Площадка печей (ПТБ)	1. Загазованность рабочей зоны	1. Опасность термических ожогов. 2. Опасность взрыва и пожара.	Опасность термических ожогов устанавливаются по РД 153-34.0-03.702- 99. Опасность взрыва и пожара по ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ ПДК устанавливаются ГН 2.2.5.1313. -03.
4. Резервуарный парк	1. Загазованность	1.Обслуживание	Правила работы на

(РВС)	рабочей зоны при «дыхании» резервуаров;	оборудования на высоте; 2. Отравление при повышении ПДК.	высоте устанавливаются ПОТ РМ 012-2000. ПДК устанавливаются ГН 2.2.5.1313. -03.
-------	---	---	--

5.2 Анализ вредных факторов

5.2.1 Загазованность рабочей зоны

В соответствии с ГОСТ 31378-2009 [19] нефть и нефтепродукты представляет собой темную, горючую жидкость со специфическим запахом. Цвет и запах нефти обуславливается присутствием азотсодержащими, серосодержащими и кислородсодержащими компонентами.

Нефть и нефтепродукты содержат легкоиспаряющиеся вещества, опасные для здоровья и жизни человека.

Нефть относится, по степени воздействия на организм человека, относится к 3-му классу опасности в соответствии ГОСТ 12.1.007-76 [20].

Класс опасности вредных веществ устанавливают в зависимости от норм и показателей, указанных в таблице 22 [20].

Таблица 22 – Класс опасности вредных веществ по ГОСТ 12.1.007 -76

Наименование показателей	Норма для класса опасности			
	1	2	3	4
Предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	Менее 0,1	0,1 - 1	1,1 - 10	Более 10
Средняя смертельная доза при введении в желудок, мг/кг	Менее 15	15 – 150	151 - 5000	Более 5000
Средняя смертельная доза при нанесении на кожу, мг/кг	Менее 100	100 - 500	501 - 2500	Более 2500
Средняя смертельная	Менее 500	500 - 5000	5001 - 500000	Более 50000

концентрация в воздухе, мг/м ³				
Коэффициент возможности ингаляционного отравления (КВИО)	Более 300	300 - 30	29 - 3	Менее 3
Зона острого действия	Менее 6	6 - 18	18,1 - 54	Более 54
Зона хронического действия	Более 10	10 - 5	4,9 – 2,5	Менее 2,5

Воздействие на организм человека:

Нефть и нефтепродукты при перекачке и отборе проб относится к 3-му классу опасности, ПДК аэрозоля нефти в воздухе рабочей зоны не более 10 мг/м³ [21].

При хранении и лабораторных испытаниях, нефть относится к 4-му классу опасности с ПДК по алифатическим предельным углеводородам C₁ – C₁₀ не более 300 мг/м³ [21].

Нефть и нефтепродукты содержат легкоиспаряющиеся вещества, опасные для здоровья и жизни человека, а также азотсодержащие, серосодержащие и кислородсодержащими компоненты.

Контакт с нефтью вызывает сухость кожи, пигментацию или стойкую эритему, приводит к образованию угрей, бородавок на открытых частях тела.

Острые отравления парами нефти вызывают повышение возбудимости центральной нервной системы, снижение кровяного давления и обоняния [19].

Предлагаемые средства защиты:

При работе с нефтью и нефтепродуктами применяют средства индивидуальной защиты по ГОСТ 12.4.011, ГОСТ 12.4.103, ГОСТ 12.4.111, ГОСТ 12.4.112.

Для индивидуальной защиты в местах с концентрацией паров нефти, превышающей ПДК, применяют противогазы марки БКФ, шланговые противогазы марки ПШ-1 или аналогичные в соответствии с ГОСТ 12.4.034.

Для защиты кожи рук применяют защитные рукавицы, мази и пасты по ГОСТ 12.4.068.

Для защиты глаз использовать очки типа ЭП2-80.

Для коллективной защиты от воздействия паров нефти помещения, в которых проводят работы, должны быть снабжены приточно-вытяжной вентиляцией с механическим побуждением, отвечающей требованиям ГОСТ 12.4.021. В местах возможного выделения химических веществ в воздух рабочей зоны должны быть оборудованы местные вытяжные устройства [22].

5.2.2 Недостаточное производственное освещение

Для нормализации визуальной обстановки в рабочих помещениях представляют собой осветительные проемы, фонари, прожекторы, защитные устройства [23].

Таблица 23 – Нормы освещенности рабочих мест по ГОСТ Р 55710-2013

Наименование помещений, зрительной работы и вида деятельности	$E_{\text{экс}}$, лк	U_0 , не менее	R , не более	R_a , не менее	K_p , %, не более
Производственные процессы с дистанционным управлением.	50	0,4	-	20	-
Процессы с частичным применением ручного труда.	150		28	40	
Постоянная ручная работа на производственных установках.	300	0,6	22	80	20
Лаборатории	500		16		10

5.2.3 Повышенный уровень шума на производстве

Основным источником шума является насосная внутренней перекачки (НВП), насосная магистральной перекачки (НМП), площадка печей трубчатых блочных (ПТБ). Нормирующими характеристиками постоянного шума на рабочих местах являются уровни звуковых давлений в октановых полосах 78

дБА со среднегеометрическими частотами 500 Гц. А нормирующий уровень 80 дБА. Следовательно, уровень шума соответствует ГОСТ 12.1.003-83 [24].

Основные организационные мероприятия по борьбе с шумом следующие:

- размещения оборудования, являющегося источником шума, в отдельных помещениях;
- расположение цехов с повышенным уровнем шума в отделении от малошумных помещений;
- применение индивидуальных средств защиты от шума и вибрации, проведение санитарно-профилактических мероприятий для рабочих, занятых на вибро-акустически активном оборудовании [25].

5.3 Анализ опасных факторов

5.3.1 Электробезопасность

Источниками электрической опасности являются:

- оголенные части проводов или отсутствие изоляции;
- отсутствие заземления;
- замыкания;
- статическое напряжение.

От токоведущих частей электроустановок человека защищают изолирующие защитные средства. Они подразделяются на основные и дополнительные. Основными изолирующими средствами защиты разрешается прикасаться к токоведущим частям электроустановок, имеющих рабочее напряжение до 1000 Вольт. В первую очередь, к таким защитным средствам относится слесарно-монтажный инструмент, снабженный изолирующими рукоятками – плоскогубцы, ножи, отвертки и т.п.

Электробезопасность работающего персонала и посторонних лиц должна обеспечиваться выполнением следующих мероприятий:

1. Соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей;
2. Изоляция токопроводимых частей;

3. Применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;

4. Использование предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов;

5. Применение устройств для снижения напряженности электрических и магнитных полей до допустимых значений;

6. Использование средств защиты и приспособлений.

Все помещения должны соответствовать требованиям электробезопасности при работе с электроустановками по ГОСТ 12.1.019-79.

1. Все электрооборудование с напряжением свыше 36 В, а также оборудование и механизмы, которые могут оказаться под напряжением, должны быть надежно заземлены.

2. Для отключения электросетей на вводах должны быть рубильники или другие доступные устройства. Отключение всей сети, за исключением дежурного освещения производится общим рубильником.

В целях предотвращения электротравматизма запрещается:

1. работать на неисправных электрических приборах и установках;

2. перегружать электросеть;

3. переносить и оставлять без надзора включенные электроприборы;

4. работать вблизи открытых частей электроустановок, прикасаться к ним;

5. загромождать подходы к электрическим устройствам.

6. запрещается прикасаться к корпусу поврежденного прибора или токоведущим частям с нарушенной изоляцией и одновременно к заземленному оборудованию [26].

5.3.2 Пожарная безопасность

Площадка печей ПТБ относится к взрывопожароопасным объектам. Это связано с тем, что в качестве топлива для печей ПТБ используется попутный нефтяной газ.

Причины возникновения пожаровзрывоопасной ситуации:

- разгерметизация трубопроводов в местах соединения;
- проведение огневых работ без первичных средств пожаротушения;
- разгерметизация оборудования с возгоранием;
- большое количество резервуаров, емкостей и аппаратов, в которых имеются пожароопасные продукты под высоким давлением и высокой температуре, разветвленная сеть технологических трубопроводов с многочисленной запорно-пусковой и регулирующей арматурой и контрольно-измерительными приборами;
- высокая теплота сгорания веществ и материалов [27].

Таблица 24 – Доля каждой причины в общем числе аварий.

Причины аварийной ситуации	Доля от общего числа аварий, %
Пожары, вспышки, загорания	58,5
Аварийная загазованность	17,9
Взрывы и хлопки	15,1
Прочие	8,5

В свою очередь, пожары, взрывы и аварийная загазованность могут быть следствием возникновения следующих аварийных ситуаций:

- использование неисправного оборудования;
- нарушение технологического режима;
- пуск неисправной технологической линии (аппарата) установки;
- нарушение правил ремонтных работ;
- несоблюдение правил остановки технологической установки [27].

5.3.3 Пожарно-профилактические мероприятия

На основании анализа пожарной опасности технологического процесса, с учетом режимов работы технологического оборудования проведем пожарно-профилактические мероприятия [28].

Таблица 25 – Пожаро – профилактические мероприятия [29]

Наименование технического оборудования	Пожара-профилактическое мероприятия
Сепараторы: - защита аппаратов от перепада давления; - контроль температуры; - контроль уровня внутри аппарата;	Устанавливаются предохранительные клапана (ПК); Контроль температуры среды в аппарате. Предусмотрен контроль уровня внутри аппарата.
Резервуары вертикальные стальные (РВС): - оборудованы аварийным сливом; - контроль уровня нефтепродуктов;	Оборудуются сигнализацией по верхнему и нижнему пределу.
Печи ПТБ: - контроль температуры нефти на входе и выходе; - контроль давления топливного газа; - контроль давления воздуха на горелки; - контроль температуры дымовых газов на выходе из печи; - контроль пламени на горелках печи;	Установка приборов КИПиА; Требуется контроль температуры по максимальному и минимальному пределу; Требуется контроль давления по максимальному и минимальному пределу;

5.3.4 Термическая опасность. Повышенная температура поверхностей

Источником термической опасности в соответствии с РД 153-34.0-03.702-99 могут являться:

- соединительные магистрали передачи жидкостей, нагретых до высокой температуры;
- нагретые поверхности узлов электрооборудования и гидрооборудования;
- опасность выплеска жидкости под высоким давлением.

После контакта с данным видом термической опасности, вызывает у человека покраснение кожи, возникновение волдырей, повреждение слоя эпидермиса. Так же получение степени ожога (1,2,3,4) [30].

Для защиты рабочих от термической опасности в соответствии с ГОСТ Р 53010-2008, изолируют трубные обвязки, установленные рядом с рабочим местом оператора.

5.3.5 Расположение рабочего места на высоте

На основании ПОТ РМ-012-2000 работы, выполняемые на высоте более 2 м, относятся к опасным производственным факторам. Аппараты, обслуживаемые на высоте, должны быть оснащены защитным ограждением. При невозможности устройства ограждений работы должны выполняться с применением предохранительного пояса и страховочного каната.

5.3.6 Сосуды, работающие под давлением

В соответствии с ПБ 10 – 115 – 96 к сосудам, работающим под давлением, относят герметически закрытые емкости для ведения технологических процессов, а также для хранения и перевозки сжатых, сжиженных и растворенных газов и жидкостей под давлением.

Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением распространяются на сосуды, работающие под давлением более 0,7 кг/см².

Сосуды, работающие под избыточным давлением, подлежат техническому освидетельствованию (наружному внутреннему осмотру каждые 2 года и гидравлическому испытанию раз в 8 лет).

На каждый сосуд, работающий под давлением, на видном месте должна быть прикреплена металлическая пластина с нанесёнными клеймами следующих паспортных данных:

- наименование или обозначение сосуда;
- рабочее давление, МПа (кг/см²);
- расчётное давление, МПа (кг/см²);
- давление при гидроиспытании, МПа (кг/см²);
- допустимая максимальная и (или) минимальная рабочая температура стенки, °С.

Для управления работой и обеспечения безопасных условий эксплуатации сосуда должны быть оборудованы приборами контроля давления и температуры среды, предохранительными клапанами, запорной арматурой.

5.4 Экологическая безопасность

Подготовка нефти это многостадийный процесс, который включает в себя обезвоживание и обессоливание нефти.

Подготовка нефти не является безотходным процессом. При подготовке нефти так же возможны выбросы в атмосферу. Экология подготовки нефти включает в себя проблемы загрязнения атмосферы, гидросферы и литосферы.

Для промышленных объектов и производств, сооружений, являющихся источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека устанавливаются следующие ориентировочные размеры санитарно-защитных зон:

– промышленный объект четвертого класса – 100 м.

Так же в таблице 26 представлены рекомендуемые минимальные расстояния от магистральных трубопроводов для транспортирования нефти [31].

Таблица 26 – Рекомендуемые минимальные расстояния от магистральных трубопроводов для транспортирования нефти по СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03

Элементы застройки	Расстояние в м при диаметре труб, мм			
	До 300	300-600	600-1000	1000-1400
Города и поселки	75	100	150	200
Отдельные малоэтажные жилища	50	50	75	100
Гидротехнические сооружения	300	300	300	300
Водозаборы	3000	3000	3000	3000

Воздействие объекта на атмосферу:

Основные источники загрязнения при подготовки нефти это выбросы вредных веществ в атмосферу с факела. При сжигании попутного нефтяного газа на факелах высокого и низкого давления в атмосферу выбрасывается большое количество загрязняющих веществ [32]:

- диоксид азота;
- углерод черный (сажа);
- оксид углерода;

- метан;
- бензапирен.

Таблица 27 – Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест по ГН 2.1.6.1338-03

Наименование вещества	Формула	Величина ПДК, мг/м ³		Класс опасности
		Максимально разовое	Средне суточное	
Безол	C ₆ H ₆	0,3	0,1	2
Хлор	Cl ₂	0,1	0,03	2
Оксид углерода	CO	5	3	4
Свинец	Pb	0,001	0,0003	1
Диоксид серы	SO ₂	0,5	0,1	3
Диоксины	C ₁₂ H ₁₄ C ₁₄ O ₂	-	0,5 пг/м ³	1
Оксид азота	NO ₂	0,085	0,04	2

Воздействие объекта на гидросферу: загрязненные стоки на установке подготовки нефти (УПН) перегонки а образуются за счет конденсации насыщенного водяного пара, используемого для пропарки оборудования, либо при отгрузке нефти.

Для предотвращения попадания вредных веществ в водоемы за пределы производственной площадки, предусмотрено:

- обвалование площадок, где возможен разлив продукта;
- дренажные емкости для сбора возможных разливов продукта и загрязнения при этом дождевых и талых вод и последующем отведении их в систему ППД для совместного использования в технологическом процессе.

Сточные воды канализации проходят механическую очистку и доочистку на биологических очистных сооружениях завода [33].

Воздействие объекта на литосферу:

На предприятии только в процессе глубокого обессоливания и обезвоживания нефти выделяется около 26-30 т. твердых солей и механических

примесей, содержащих в своем составе до 35% смеси углеводородов и 35-60% воды.

Таким образом, нефтеперерабатывающее предприятие "вырабатывают" более 100 т в сутки твердых, нефтесодержащих и пожароопасных отходов [34].

Таблица 28 – Утилизация твердых отходов [29]

Наименование отхода	Место складирования, транспортировка	Периодичность образования	Место захоронения, утилизация
Нефтешлам	Специально оборудованная площадка с контейнерами для сбора отходов.	Постоянно. Чистка и вывоз шлама с установки в период ремонта и чистки оборудования.	Вывоз на специально отведенное место для захоронения.
Люминесцентные ртутьсодержащие трубки отработанные и брак	В закрытой таре раздельно(тара завода – изготовителя)	Периодически.	Отходы передают на пункт приема ртутьсодержащих отходов в п.Пионерном ООО «ТКС», с последующей передачей ООО «ТРАНССИБ» на демеркуризацию (обезвреживание)
Прочие отходы нефтепродуктов, продуктов переработки нефти, угля, газа, горючих сланцев и торфа (Грунт, загрязненный нефтепродуктами)	Места накопления отсутствуют	Периодически	Накопление не осуществляется. Сразу после образования вывозится для обезвреживания на шламонакопитель ВГНМ ООО «ССЭ»
Мусор от бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) *	В закрытой таре в смеси (контейнер V=0.7м ³ , 3 шт.)	1 неделя	Накопление осуществляется в металлических контейнерах. По мере накопления вывозятся для захоронения на полигон ТБО ВГНМ

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Данное производство по подготовке нефти является объектом техногенной опасности, т.е. объектом, на котором хранят, перерабатывают, используют или транспортируют опасные химические вещества, при аварии на котором или при разрушении которого может произойти гибель или химическое заражение людей, растений, а также химическое заражение окружающей среды. В состав предприятия по подготовки нефти входят как площадочные опасные производственные объекты (насосы, емкости, резервуары, печи, сепараторы, электродигидраторы), так и линейные (различные трубопроводы). Возможны различные аварийные ситуаций: разгерметизация оборудования, трубопроводов, пожары как следствие взрывов [35].

В таблице 29 приведены возможные аварийные ситуации и способы устранения.

Таблица 29 – Возможные виды аварийного состояния производства и способы их устранения [29].

Возможные производственные аварийные ситуации	Причины возникновения производственных аварийных ситуаций	Действия персонала по предупреждению и устранению производственных аварийных ситуаций
Взрывы, пожары, разгерметизация трубопровода	Несоблюдение режима ведения процесса, разгерметизация оборудования и трубопроводов, разлив взрыво-пожароопасных веществ	1. Необходимо вызвать пожарную охрану и бригаду скорой помощи; 2. Включение звуковой аварийной сигнализации.
		3. Перекрыть подачу теплоносителей. Прекратить подачу сырья.
		4. Сброс давления на факел.
		5. Остановка остального оборудования.
Протечки в запорно-регулирующей арматуре или в аппаратах	Разгерметизация запорно-регулирующей арматуры или аппаратов	1. Сообщить начальнику цеха или мастеру установки; 2. Ликвидация протечек с остановкой оборудования (если не возможно устранить по другому)
		3. Ликвидировать протечки без остановки оборудования.

Сбой системы электроснабжения	Неполадки в системе электроснабжения	1. Сообщить начальнику цеха или мастеру установки; 2. Перекрыть подачу топлива к горелкам печей.
		3. Подать пару на паровую завесу печей.
		4. Проконтролировать отключение всего насосно-компрессорного оборудования.
Увеличение содержания нефтепродуктов в подтоварной воде	1. Низкий уровень раздела фаз	1. Поднять уровень раздела фаз в соответствии с НТР; 2. Проверить работу регуляторов уровня LCV-402 в аппарате.
Унос нефти на УОГ	1 Превышение уровня нефти аппарате Т-400	1. Отрегулировать уровень нефти в аппарате Т-400 в соответствии с НТР. 2. Проверить работу отсечного клапана PCV- 401
Повышенная вибрация насоса	1. Неправильная центровка электродвигателя с насосом	1.1. Отцентрировать насос
Давление на приеме насоса ниже нормы	1.Нарушение режима сепарации; 2. Засорен фильтр входного трубопровода; 3. Неисправность или неполное открытие задвижки;	1. Отрегулировать режим сепарации; 2. Очистить сетку; 3.Открыть задвижку, отремонтировать задвижку;

Первичные средства пожаротушения:

Здания, сооружения, помещения, технологические установки должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения: огнетушителями, ящиками с песком, асбестовое полотно, грубошерстная ткань, войлок (кошма), пожарными ведрами, совковыми лопатами, штыковыми лопатами, пожарным инструментом (крюками, ломы, топорами и т.п.), которые используются для локализации и ликвидации пожаров в начальной стадии их развития [29].

Таблица 30 – Санитарные характеристики зданий, помещений и наружных установок [29]

Наименование производственных зданий, помещений, наружных установок	Категория взрывопожарной и пожарной опасности помещений, зданий и наружных установок (СП12.13130.2009)	Класс взрывоопасной и пожароопасной зоны	Средства пожаротушения
Площадка технологическая	АН	2-й класс (В-1г)	Пожарные гидранты
Насосная внутренней перекачки	А	2-й класс (В-1а)	Автоматическое пенное пожаротушение (пеногенераторная станция)
Насосная магистральной перекачки	А	2-й класс (В-1а)	Автоматическое пенное пожаротушение (пеногенераторная станция)
Резервуары нефти	АН	2-й класс (В-1г)	Кольца орошения РВС
Пункт нефтеналива	АН	2-й класс (В-1г)	1. Автоматическое паротушение; 2. Пожарные гидранты
Площадка печей ПТБ	АН	2-й класс (В-1а)	1. Автоматическое пенное пожаротушение (пеногенераторная станция); 2. Паровая защита печей.
Операторная	ВЗ	П-Па	Огнетушители порошковые; Огнетушители углекислотные;

5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

На тяжелых и физических работах с вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) условиями труда запрещается применение труда женщин.

Лицам, не достигших восемнадцатилетнего возраста, работа с вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) условиями труда запрещается.

При приеме на работу с вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) условиями труда проводится обязательные медицинские осмотры работников [36].

Таким образом, при отнесении условий труда к вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) работникам, занятым на рабочем месте, которое относится к вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) должны предоставляться компенсации не ниже предусмотренных постановлением Правительства РФ от 20.11.2008 № 870.

В соответствии с п. 1 данного постановления работникам, занятым на перечисленных видах работ, установлены следующие компенсации:

- сокращенная продолжительность рабочего времени – не более 36 часов в неделю в соответствии со ст. 92 ТК РФ;
- ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск – не менее 7 календарных дней;
- повышение оплаты труда – не менее 4% тарифной ставки (оклада), установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда [18].

Заключение

В ходе выполнения данного исследования были рассмотрены теоретические аспекты процесса обезвоживания нефти: технологические основы, влияние технологических параметров. Изучены вопросы влияния параметров на процессы разделения водонефтяных эмульсий. В работе представлен пример типовой технологической схемы УПН.

В результате проведенных исследований по моделированию процесса отстаивания нефти при промысловой подготовке были получены данные по остаточной обводненности нефти на выходе из аппарата при заданных параметрах. На основании полученных результатов можно сделать следующие выводы:

- модель адекватно описывает процесс отстаивания и чувствительна к варьируемым параметрам;
- с увеличением расхода и диаметра входного патрубка возрастает диаметр формирующихся капель воды, при этом показано, что диаметр капли значительно зависит от линейной скорости потока;
- исследования по влиянию температуры (при расходе 180 кг/час.) показали, что с ростом температуры от 15 до 35 °C остаточная обводненность снижается до 2,2% масс.;
- при увеличении обводнённости водонефтяной эмульсии на входе в аппарат возрастает остаточная обводненность нефти.

Таким образом, разработанная модель процесса отстаивания позволяет рассчитывать остаточную обводненность нефти с учетом дисперсности водонефтяной эмульсии, гидродинамики потоков и конструктивных особенностей аппаратов.

Список публикаций студента

1. Боговой А.А., Ефимова Е.Г. Моделирование процесса обезвоживания нефти с учетом дисперсного состава водонефтяной эмульсии. // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – 2017.

2. Ефимова Е.Г., Боговой А.А. Моделирование процесса каплеобразования при промысловой подготовке нефти. // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – 2017.

Список используемых источников

1. Моделирование процессов отстаивания нефти [Электронный ресурс]
Режим доступа : [http: //neftegaz.ru/science/view /725](http://neftegaz.ru/science/view /725)
2. Левченко Д.Н., Бергштейн Н.В., Худакова А.Д., Николаева Н.М.
Эмульсии нефти с водой и методы их разрушения. -М.: Химия, 2003. -
200с.
3. Моделирование процессов отстаивания нефти [Электронный ресурс]
Режим доступа : <http://proofoil.ru/Oilrefining/Oilrefining6.html>
4. Оператор обезвоживающей и обессоливающей установки : учеб. пособие
/ М. И. Самойлова, А. П. Леонтьев, А. И. Кожемяко, И. П. Самойлов .—
Тюмень : ТюмГНГУ, 2010 .— 254 с.
5. Тронов В.П. Системы нефтегазосбора и гидродинамика основных
технологических процессов - Казань : ФЭН, 2002. - 512 с.
6. Медведев В. Ф. Сбор и подготовка неустойчивых эмульсий на промыслах
— М. : Недра, 1987. - 144 с.
7. Синайский Э. Г. Разделение двухфазных многокомпонентных смесей в
нефтегазопромысловом оборудовании - М. : Недра, 1990. - 272 с.
8. Гусейнов Ч.С., Асатурян А.Ш. Определение модального размера капель в
двухфазном потоке.// Журнал прикладной химии. – 1977, № 4. – с. 848-
853
9. Гартман Т.Н., Клушин Д.В. Основы компьютерного моделирования
химико-технологических процессов: Учеб. пособие для вузов. – М.: ИКЦ
«Академкнига», 2008. – С. 379.
10. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. Казань: ФЭН. 2000.- 416с.
11. Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных
месторождений. М.: ФГУП «Нефть и Газ, 2006. 320 с.
12. Ушева Н.В., Кравцов А.В., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А. Моделирование
технологии промысловой подготовки нефти // Известия Томского
политехнического университета. – 2005. – Т.308 - №4. – с. 127-130.

13. Ким С.Ф., Ушева Н.В., Самборская М.А., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А. Модульный принцип построения математических моделей аппаратов и технологических схем промысловой подготовки нефти // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2013. – №10. – С.41 – 44.
14. Лутошкин Г.С., Дунюшкин М.И. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах. Учебное пособие для вузов. – 3-е изд., стереотипное. – М.: ООО ИД «Альянс», 2007. – 135 с.
15. Разработка формализованной схемы превращений углеводородов и кинетической модели процесса гидродепарафинизации дизельных топлив./ Силко Г.Ю., Францина Е.В., Ивашкина Е.Н., Иванчина Э.Д., Белинская Н.С.// Известия Томского политехнического университета./ - 2013. – № 3. – с. 129–133
16. Оптимизация технологического режима установки гидродепарафинизации дизельных топлив методом математического моделирования./ Белинская Н.С., Иванчина Э.Д., Ивашкина Е.Н., Силко Г.Ю., Францина Е.В.// Известия высших учебных заведений. Химия и химическая технология. – 2014 – Вып. 11. – с. 90-92
17. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / Н.А. Гаврикова, И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета. – 2014. – 73 с.
18. Федеральный закон Российской Федерации от 28 декабря 2013 г. N 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда»
19. ГОСТ 31378 – 2009. Нефть. Общие технические условия.
20. ГОСТ 12.1.007 – 76. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
21. ГН 2.2.5.1313 – 03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
22. ГОСТ 12.4.011–89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

- 23.СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение».
- 24.ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
- 25.СП 51.13330.2011. Защита от шума.
- 26.ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
- 27.ГОСТ 12.1.004. – 91. Пожарная безопасность. Общие требования.
28. Горячев С.А., Клубань В.С. Пожарная профилактика технологических процессов производств. М.: ВИПТШ МВД СССР, 1983.
- 29.Технологический регламент «Пункт подготовки и сбора нефти (УПН «Пионерный»)».
30. РД 153-34.0-03.702-99. Инструкция по оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве.
- 31.СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.
- 32.ГН 2.1.6.1338 – 03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.
- 33.ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.
- 34.Абросимов А.А. Экологические аспекты производства и применения нефтепродуктов. М.: БАРС, 1999 – 732с.
- 35.ГОСТ Р 22.9.22. – 2014. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.
- 36.ТК РФ. Трудовой кодекс РФ.