

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ технологии обезвоживания нефти на установке подготовки нефти на А нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)

УДК 622.276.8:665.622.4(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Воткеев Федор Андреевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Спицина Любовь Юрьевна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Фех Алина Ильдаровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2021 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7П	Воткеев Федор Андреевич

Тема работы:

Анализ технологии обезвоживания нефти на установке подготовки нефти на А нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	От 30.03.2021 № 89-12/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.06.2021 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет информации о составе флюида на А нефтегазоконденсатном месторождении, пробы нефти, реагенты-деэмульгаторы
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общие сведения о нефтяных эмульсиях 2. Способы образования водонефтяных эмульсий, их свойства и методы разрушения 3. Техничко-технологическое обоснование влияния деэмульгатора на устойчивость эмульсий 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Спицина Любовь Юрьевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	31.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			31.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Воткеев Федор Андреевич		31.03.2021

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения весенний семестр 2020 /2021 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы: 25.06.2021

Дата текущего контроля*	Название раздела / вид работы	Процент выполнения
05.04.2021	Общие понятия о нефтяных эмульсиях	15
20.04.2021	Технологии подготовки нефти на месторождении А	15
12.04.2021	Подбор оптимальной дозировки деэмульгатора	50
12.05.2021	Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	10
	Раздел «Социальная ответственность»	10
	Итого	100

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

УЭС – удельное электрическое сопротивление

ЭДГ – электродегидратор

М/В – эмульсия типа «масло в воде»

В/М – эмульсия типа «вода в масле»

ПАВ – поверхностно-активные вещества

ГЛБ – гидрофильно-липофильный баланс

ДНС – дожимная насосная станция

УПСВ – установка предварительного сброса воды

ГРП – гидравлический разрыв пласта

НГС – нефтегазовый сепаратор

ГРП – гидравлический разрыв пласта

СППК – спускной пружинный предохранительный клапан

ФВД – факел высокого давления

ФВД – факел низкого давления

КСУ – концевая сепарационная установку

НВС – насос внешней откачки

НВП – насос внутренней перекачки

УДХ – установка дозирования химреагентов

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

УПН – установка подготовки нефти

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 85 страниц, 10 рисунков, 31 таблицы, 32 источников.

Ключевые слова: обводненность, водонефтяная эмульсия, поверхностно-активные вещества, устойчивость, деэмульгатор, реология, подготовка нефти, метод оптической микроскопии.

Объектом исследования является технология подготовки нефти на А нефтегазоконденсатном месторождении.

Цель исследования заключается в подборе оптимального деэмульгатора, а также наиболее подходящей концентрации.

В процессе исследования изучалось воздействие деэмульгатора на водонефтяную эмульсию, проводился дисперсионный анализ, строились кривые распределения глобул воды по размерам, рассчитывался показатель эффективности деэмульгатора.

В результате проделанной работы был выявлен наиболее эффективный реагент, определено его оптимальное количество, соответствующее максимальному отделению воды из эмульсии.

Область применения: установка подготовки нефти А нефтегазоконденсатного месторождения.

Данные исследования имеют практическое значение для предприятия В, ведущего добычу нефти на А нефтегазоконденсатном месторождении, одной из проблем которого является высокая степень обводненности пластового флюида.

Потенциальная экономическая эффективность связана с уменьшением расхода деэмульгатора.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1 ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ О НЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЯХ.....	12
1.1 Нефтяные эмульсии и их характеристика	12
1.2 Классификация нефтяных эмульсий.....	14
1.3 Факторы образования и стабильности эмульсий	17
1.4 Способы разрушение водонефтяных эмульсий	21
2 ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА А МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	28
2.1 Характеристика исходного сырья, материалов, реагентов и готовой продукции.....	28
2.2 Описание технологического процесса	34
3 ПОДБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ДОЗИРОВКИ ДЕЭМУЛЬГАТОРА	41
3.1 Объект и методы исследования.....	41
3.2 Определение коэффициента эффективности деэмульгатора.....	44
3.3 Анализ дисперсного состава исходной нефти и проб с добавлением деэмульгаторов.....	47
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	53
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	53
4.2 Планирование научно-исследовательских работ	57
4.3 Бюджет научно-технического исследования.....	62
4.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии	66
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	71

5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	71
5.2	Производственная безопасность	72
5.2.1	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия	73
5.2.2	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия	76
5.3	Экологическая безопасность	78
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	79
ЗАКЛЮЧЕНИЕ		82
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ		83

ВВЕДЕНИЕ

Продолжительная разработка нефтяных месторождений подразумевает под собой постепенный процесс заводнения нефтяных пластов, что влечет за собой образование водонефтяных эмульсий.

При высокой обводнённости нефти, вероятность образования асфальтеновых, смолистых и парафиновых отложений значительно повышается. Более того, повышается температура начала кристаллизации нефти, а вместе с этим увеличивается её вязкость, что пагубно влияет на дальнейший процесс транспортировки нефти.

Из скважин вместе с нефтью поступают пластовая вода, попутный (нефтяной) газ, твердые частицы механических примесей (горных пород, затвердевшего цемента).

Содержание пластовой воды в нефти может достигать 80%. Минеральная вода вызывает повышенное коррозионное разрушение труб, резервуаров; твердые частицы, которые поступают с потоком нефти из скважины, вызывают износ трубопроводов и оборудования.

Таким образом, в непосредственной близости от мест добычи нефти размещают установки первичной подготовки нефти (УПН), для отделения от нефти воды с растворенными в ней солями, механических примесей и попутного нефтяного газа.

При подготовке нефти используют различные методы: отстаивание, фильтрация, центрифугирование, электрическое воздействие и т.д. Но на данный момент наиболее известным методом считается химический. Он основан на введении в эмульсию специального химического реагента – деэмульгатора, который позволяет разрушить эмульсию непосредственно в трубопроводе.

Не менее актуальным вопросом считается подбор эффективного деэмульгатора. Это обусловлено тем, что каждое месторождение имеет уникальный компонентный состав нефти, имеет разную степень обводненности, а также состав пластовой воды.

Наиболее эффективным деэмульгатором считается тот, который способен отделить максимальное количество воды от нефти при минимальном его расходе. Исходя из этого, наиболее важными критериями при подборе деэмульгатора являются расход, количество отделенной воды, а также качество подготовленной нефти.

Основная проблема, возникающая при подборе деэмульгатора заключается в том, что исследование требует обязательного проведения эксперимента.

Цель данной работы заключается в подборе оптимального деэмульгатора, а также наиболее эффективной его концентрации.

В качестве метода исследования применялся традиционный способ определения эффективности деэмульгатора – бутылочный тест (bottle test), результаты которого были сопоставлены с результатами оптической микроскопии, проведенной на модульном биологическом микроскопе Olympus CX4, имеющим программное обеспечение анализа изображений.

Преимущества данного метода анализа заключаются в прямых измерениях, для анализа требуется минимальное количество пробы, а модульная система позволяет проводить измерения по изображениям вручную.

Для достижения поставленной цели необходимо было решить следующие задачи:

- 1) провести обзорный анализ современных методов борьбы с эмульсиями;
- 2) исследовать процесс разрушения водонефтяных эмульсий с помощью различных деэмульгаторов в лабораторных условиях;
- 3) на основе полученных данных выбрать оптимальный деэмульгатор, а также определить его наиболее эффективную концентрацию.

1 ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ О НЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЯХ

1.1 Нефтяные эмульсии и их характеристика

Эмульсия, что в переводе с латинского *emulgeo* означает «доить», «выдаивать», поскольку одной из первых изученных эмульсий было молоко, где капли животного жира распределены в объеме воды. Получается, что эмульсия - это смесь, включающая две или более жидкостей, которые не смешиваются между собой.

Если выразаться научным языком, то эмульсия – это дисперсная система, т.е. смесь из некоторого количества фаз, не способных раствориться в друг друге или взаимодействовать на уровне химических процессов, а потому сохраняющихся в виде мельчайших капель (глобул).

В специальной литературе можно найти различные определения понятия эмульсии. Мы же примем следующее определение: эмульсия – это гетерогенная система, состоящая из двух несмешивающихся жидкостей, одна из которых (называемая внутренней или дисперсной фазой) распределена в другой (внешней фазе или дисперсионной среде) в виде мелких капель (глобул). Линейный размер глобул может быть от 0,001 мм до 1 мм. Нефтяные эмульсии являются полидисперсными, т.е. такими, которые содержат глобулы различных размеров [1].

В промышленных эмульсиях размер капель дисперсной водной фазы обычно составляет от 0,1 до 250 мкм. Капли более крупного размера могут существовать только в потоке вследствие быстрой седиментации в статических условиях.

Поскольку водонефтяная эмульсия представляет собой неустойчивую систему, тяготеющую к образованию минимальной поверхности раздела фаз, вполне естественно ожидать наличие у нее склонности к расслоению. Однако в реальных условиях эксплуатации нефтедобывающего оборудования во многих случаях образуются эмульсии, обладающие высокой устойчивостью. Это в значительной степени определяет выбор технологии их дальнейшей

обработки, а также глубину отделения водной фазы от нефти. Агрегативную устойчивость эмульсий измеряют временем их существования до полного разделения образующих эмульсию жидкостей. В случае эмульсий, полученных из разных нефтей, их устойчивость может составлять от нескольких секунд до года и более. К причинам, обуславливающим агрегативную устойчивость нефтяных эмульсий, относят:

- образование структурно-механического слоя эмульгаторов на межфазной границе глобул;
- образование двойного электрического слоя на поверхности раздела в присутствии ионизированных электролитов;
- термодинамические процессы, протекающие на поверхности глобул дисперсной фазы;
- расклинивающее давление, возникающее при сближении глобул дисперсной фазы, покрытых адсорбционно-сольватными слоями.

Кроме того, устойчивость нефтяных эмульсий зависит от величины глобул воды (ее дисперсности), плотности и вязкости нефти, содержания в ней легких фракций углеводородов, эмульгаторов и стабилизаторов эмульсии, а также от состава и свойств эмульсированной воды [2].

К естественным стабилизаторам эмульсий относят содержащиеся в нефти асфальтены, смолы, нафтены и парафины, являющиеся природными ПАВ. Кроме того, к ним относят мельчайшие твердые частицы веществ (глина, кварц, соли и т. д.), находящихся в продукции скважин во взвешенном состоянии.

Устойчивость большинства нефтяных эмульсий типа "вода в нефти" со временем возрастает. В процессе старения эмульсии на глобулах воды увеличивается слой эмульгатора и, соответственно, повышается его механическая прочность. При столкновении таких глобул не происходит их коалесценции из-за наличия прочной гидрофобной пленки. Для слияния глобул воды необходимо эту пленку разрушить и заменить ее гидрофильным

слоем какого-либо ПАВ. Старение эмульсий интенсивно протекает только в начальный период после их образования, а затем заметно замедляется.

Особенности старения обратной эмульсии зависят от состава и свойств нефти, пластовой воды, условий образования эмульсии (температура, интенсивность перемешивания фаз). Известно, что пластовая минерализованная вода образует с нефтью более устойчивые и быстро стареющие эмульсии, чем пресная вода.

К основным характеристикам нефтяных эмульсий относят степень разрушения за определенный период времени, эффективную (в ряде случаев структурную) вязкость, средний эмульгированных капель водной фазы. В совокупности эти параметры отражают интенсивность эмульгирования нефти, ее физико-химические свойства и адсорбцию эмульгатора.

Об интенсивности разрушения эмульсии можно судить по разности между плотностями воды и нефти, а также отношению суммарного содержания асфальтенов и смол к содержанию парафинов в нефти. Последний показатель предопределяет способ деэмульгирования нефтяных эмульсий. Показатель соответствует движущей силе гравитационного отстаивания. Оба показателя являются качественными характеристиками эмульсий и позволяют разделять их на группы.

1.2 Классификация нефтяных эмульсий

В нефтяной промышленности все технологические процессы добычи, сбора, подготовки нефти, газа и воды связаны с необходимостью исследования свойств образующихся нефтяных эмульсий. Все нефтяные эмульсии делятся на три группы:

1 группа – эмульсии обратного типа (вода в нефти), в ней содержание дисперсной фазы (воды) в дисперсной среде (нефти) может колебаться от следов до 90-95% [4]. Такой тип нефтяных эмульсий охватывает диапазон разбавленных и высококонцентрированных эмульсионных систем, где в большей степени проявляются различия в факторах их стабилизации.

Свойства нефтяных эмульсий этой группы во многом влияют на технологические процессы добычи нефти, внутривыпускной сбор, сепарацию (отделение газа) и выбор техники и технологии деэмульсации нефти.

2 группа – это эмульсии прямого типа (нефть в воде). Образуются они в процессах разрушения обратных эмульсий, т.е. при деэмульсации нефти. Другими словами – это отделение или расслоение нефти от воды. Однако на обводнённых нефтяных месторождениях с низкой минерализацией пластовых вод и нефтей, содержащих повышенное количество нафтеновых кислот, могут образовываться стойкие эмульсии прямого типа при добыче и сборе продукции скважин [6]. Стойкие эмульсии прямого типа могут образовываться в процессе паротеплового воздействия на пласт.

3 группа – это «множественная» эмульсия. Как показали исследования, она характеризуется повышенным содержанием различных механических примесей. Трудно разрушаясь с помощью известных методов, такие эмульсии накапливаются на границе раздела фаз в аппаратах подготовки нефти и воды и являются причиной срыва технологического режима. На практике в этих случаях периодически защищают аппараты и удаляют накопившийся промежуточный слой такой эмульсии в амбар или нефтеловушку.

«Множественную» (ловушечную) эмульсию утилизируют, обрабатывая ее при жестких технологических режимах, или сжигают [7]. Следует подчеркнуть, что с повышением обводненности нефтяных месторождений и широким применением новых интенсивных методов воздействия на продуктивный пласт для увеличения его конечной нефтеотдачи (закачка пара, кислот, щелочей, мицеллярных растворов и т.д.) не исключена возможность появления в продукции скважин повышенного количества различных механических примесей, что, в свою очередь, может быть причиной формирования на установках подготовки нефти определённого объёма стойких «ловушечных» нефтяных эмульсий.

Существует классификация эмульсий по их термодинамической устойчивости:

Лиофильные эмульсии образуются самопроизвольно при температурах, близких к критической температуре смешения жидких фаз; термодинамически устойчивые обратимые системы. В таких эмульсиях размер глобул дисперсной фазы не превышает 0,001 мм, что позволяет отнести их к высокодисперсным системам.

Лиофобные эмульсии возникают при принудительном, например, механическом диспергировании. Они термодинамически нестабильны и способны существовать только в присутствии эмульгаторов. Это грубодисперсные системы с размерами глобул более 0,001 мм. Эмульсии нефтяных промыслов относятся именно к этому типу.

Еще одна классификация разделяет эмульсии в зависимости от соотношения фаз:

Разбавленные эмульсии – эмульсии, содержащие менее 1 % объема дисперсной фазы. Нефтяные эмульсии с таким содержанием нефти могут быть как прямыми, так и обратными;

Концентрированные эмульсии – эмульсии, содержащие от 1 до 70 % объема дисперсной фазы. Такие эмульсии наиболее характерны при добыче, транспорте и подготовке нефти;

Высококонцентрированные эмульсии – эмульсии, содержащие более 70 % объема дисперсной фазы. Такие эмульсии имеют свойства геля и практически не способны к самопроизвольному разрушению [9].

Внешне эмульсии могут существенно отличаться друг от друга, но часто визуально невозможно установить, с какой эмульсией, «вода в нефти» или «нефть в воде», мы имеем дело. Существует простой прием, помогающий определить тип эмульсии: образец эмульсии нужно смешать с достаточным количеством чистой воды (1:10). Если эмульсия «растворилась» в воде, это эмульсия «нефть в воде», если всплыла вверх, эмульсия «вода в нефти».

В зависимости от соотношения плотностей воды и нефти эмульсии классифицируют на трудно расслаиваемые ($\Delta\rho = 0,200-0,250$ г/см³), расслаиваемые ($\Delta\rho = 0,250-0,300$ г/см³) и легко расслаиваемые ($\Delta\rho = 0,300-0,350$ г/см³).

По показателю содержания асфальтенов (а) и смол (с) к содержанию парафинов (n) в нефти $(a+c)/n$ подразделяют на смешанные ($(a+c)/n = 0,951-1,400$), смолистые ($(a+c)/n = 2,759-3,888$) и высокосмолистые ($(a+c)/n = 4,774-7,789$).

1.3 Факторы образования и стабильности эмульсий

Основными факторами возникновения и продолжительного существования эмульсии являются:

- разность полярностей жидкостей
- интенсивность смешивания дисперсной и внешней фаз;
- вязкость внешней фазы;
- плотность фаз;
- дисперсность;
- обводненность;
- химический состав дисперсной фазы;
- вид и концентрация эмульгаторов;
- «возраст» эмульсии;
- температура системы.

Разность полярностей между двумя соприкасающимися жидкостями определяется величиной поверхностного натяжения на поверхности раздела между ними.

Чем больше разность полярностей жидкостей, образующих границу раздела, тем больше поверхностное натяжение. Например, молекулы бутилового спирта, так же, как и молекулы воды, полярны. Молекулы углеводородов неполярны, поэтому поверхностное натяжение на границе раздела воды с октаном, керосином, а также с нефтью сравнительно велико.

С уменьшением разности полярностей взаимная растворимость жидкостей чаще всего увеличивается, свойства сосуществующих фаз становятся все более близкими. С ростом разности полярностей между растворенным веществом и растворителем увеличивается поверхностная активность растворенного вещества.

Однако снижение разности полярности частиц, вызываемое переувлажнением дисперсной системы и способствующее агрегатированию частиц, подавляет эффект действия воды, что приводит не только к замедлению процесса диспергирования стекла, но и почти полной его остановке.

Перемешивание. В пластовых условиях нефть и вода находятся в неэмульгированном состоянии, т.е. нефть и вода существуют в виде отдельных не смешанных друг с другом фаз. Эмульсия возникает там, где имеет место интенсивное перемешивание нефти и воды: в стволе скважины, где интенсивность перемешивания увеличивается из-за выделения растворенных в нефти газов, на подвижных частях погружных насосов, особенно УЭЦН, на штуцерах и запорной арматуре, при турбулентном режиме движения газожидкостного потока в трубопроводах (при резком изменении направления или диаметра трубопровода).

Например, при фонтанном способе, который характерен для начального периода эксплуатации залежи нефти, происходит интенсивный отбор жидкости из скважины. Интенсивность перемешивания нефти с водой в подъемных трубах скважины увеличивается из-за выделения растворенных газов при снижении давления ниже давления насыщения, что приводит к образованию эмульсий уже на ранней стадии движения смеси нефти с водой.

Вязкость эмульсий не аддитивное свойство и зависит от вязкости нефти, ее обводненности и температуры системы. Эмульсии могут быть неньютоновскими жидкостями с высокими значениями пластической вязкости, статического и динамического напряжений сдвига. Основной причиной неньютоновского поведения эмульсий считается деформация

частиц нефти, возникающая при увеличении напряжения сдвига. Частицы нефти при этом переходят из сферической в эллиптическую форму, что делает их менее подвижными и приводит к повышению кажущейся вязкости эмульсии. На вязкость эмульсий оказывает влияние и дисперсность. Уменьшение размера глобул нефти при одинаковой доли нефти в эмульсии приводит к увеличению вязкости эмульсии и тем самым к ее стабильности.

Чем больше разность плотностей жидкостей, составляющих эмульсию, тем менее стабильной она будет. Поэтому легкие нефти сепарируются от воды легче тяжелых, а пресная вода выделяется из эмульсии труднее, чем минерализованная.

Дисперсность глобул, т.е. степень их раздробленности в дисперсионной среде, является функцией перемешивания. Дисперсность определяют, как величину, обратную диаметру глобулы. Как указано выше, эмульсии нефтяных промыслов полидисперсные, т.е. содержат глобулы различных размеров с преобладанием малых. Дисперсность зависит от степени перемешивания фаз в системе: более интенсивное перемешивание приводит к образованию глобул меньшего размера. С дисперсностью связана еще одна характеристика эмульсии – удельная межфазная поверхность, т.е. отношение суммарной поверхности глобул к их общему объему. Чем больше удельная поверхность, тем более стойкой является эмульсия. С другой стороны, большая удельная поверхность способна адсорбировать большее количество деэмульгатора.

Обводненность, т.е. количество воды в эмульсии, как правило, обратно пропорциональна стабильности эмульсии: высокообводненные эмульсии являются менее стабильными, чем низко обводненные. Из этого правила есть исключения. Встречаются эмульсии с обводненностью более 80 % объемн., которые не разрушались даже при нагреве до 70 °С в течение 20 ч. Следует также иметь в виду, что неполное разделение высокообводненной эмульсии зачастую приводит к образованию стабильной эмульсии с малым

содержанием воды. Примером такой конверсии могут служить обсуждаемые ниже межфазовые эмульсионные слои.

Химический состав воды. Известно, что минерализованная вода образует с нефтью более устойчивые и быстро стареющие эмульсии, чем пресная. Считается, что содержащиеся в пластовой воде хлориды, являющиеся сильными электролитами, способствуют быстрой коагуляции и гелеобразованию эмульгирующих веществ, присутствующих в нефти.

Эмульгирующие вещества (эмульгаторы). При образовании эмульсий формируется развитая поверхность дисперсной фазы, на которой адсорбируется значительное количество веществ, стабилизирующих эмульсию. Эти вещества называются эмульгирующими веществами (эмульгаторами). Адсорбируясь на границе раздела фаз, они снижают межфазное поверхностное натяжение и создают вокруг частиц дисперсной фазы прочные бронирующие оболочки. В результате свободная энергия эмульсии уменьшается, а ее стабильность возрастает. Эмульгирующими веществами являются:

- природные ПАВ (асфальтены, смолы, парафины, некоторые соли органических кислот); –
- различные ПАВ искусственного происхождения, попадающие в нефть или воду при технологических процессах добычи нефти; –
- кристаллы минеральных солей;
- механические примеси в виде мелкодисперсных частиц песка и глины;
- продукты коррозии
- мелкодисперсная гидроокись железа, сульфид железа

Возраст эмульсии. Стабильность эмульсии обычно возрастает со временем, поскольку эмульгирующие вещества, первоначально распределенные также и в объеме эмульсии (а не только на межфазной границе), со временем все больше адсорбируются на межфазной границе. Таким образом, старые эмульсии намного стабильнее свежих. В эмульсиях легкой нефти диффузия эмульгирующих веществ к межфазной границе

происходит легче, поэтому такие эмульсии «стареют» быстрее. Отсюда следует простое правило – разделять эмульсию на нефть и воду следует как можно раньше после ее образования.

Температура – наиболее значимый фактор снижения стабильности эмульсий. При росте температуры стабильность эмульсии снижается за счет трех эффектов: во-первых, уменьшается вязкость нефти, облегчая коалесценцию глобул дисперсной фазы, во-вторых, бронирующие оболочки ослабевают (вплоть до полного разрушения) за счет расширения глобул воды, в-третьих, за счет уменьшения плотности нефти возрастает разность плотностей фаз, что увеличивает скорость выделения воды.

1.4 Способы разрушение водонефтяных эмульсий

Процесс разрушения водонефтяных эмульсий т.е. их разделения на нефть и воду, начинается с флокуляции. Флокуляция – это образование скоплений капель (глобул) дисперсной фазы (воды). Скопления капель, образованные в результате флокуляции, переходят из объема эмульсии к межфазной границе. Визуально хорошую флокуляцию характеризует прозрачная, без видимых капель воды, нефть в верхней части аппарата или бутылки³⁵. Следующий шаг разрушения эмульсии – коалесценция. Это укрупнение (слияние) флокулированных капель при их столкновении друг с другом. Далее крупные капли воды выделяются (сепарируются) из объема эмульсии под действием силы тяжести [10].

Выбор способа и аппаратного оформления процесса разрушения водонефтяной эмульсии (обезвоживания нефти, подготовки нефти) определяется количеством и свойствами эмульсии, поступающей на УПН, в первую очередь ее обводненностью, температурой и стабильностью (устойчивостью). При проектировании УПН научно-исследовательские и проектные организации выполняют исследование эмульсий и предлагают соответствующую технологию подготовки нефти. В нефтяной промышленности принято разделять технологии обезвоживания нефти на:

- механические;
- термические;
- химические;
- термохимические;
- электрические.

Механические технологии обезвоживания нефти – отстаивание, центрифугирование и фильтрация. Отстаивание, как правило, применяют для отделения свободной (легко отделяющейся) воды. Скорость разделения эмульсии здесь описывается законом Стокса. Применяют непрерывный или реже периодический режимы отстаивания. В отстойниках непрерывного действия отстаивание осуществляется в условиях постоянного движения эмульсии через аппарат. Различают горизонтальные и вертикальные отстойники непрерывного действия. Последние (за рубежом их обозначают терминами «gun barrel» или «wash tank») использовались на раннем этапе развития нефтяной промышленности и сегодня практически не встречаются.

В настоящее время в качестве вертикальных отстойников непрерывного действия используют технологические резервуары – вертикальные резервуары большого объема, размещаемые в конце технологической схемы подготовки нефти. В качестве отстойников периодического действия обычно используют те же технологические вертикальные резервуары: отстаивание происходит при неподвижном состоянии эмульсии. Стойкие мелкодисперсные эмульсии плохо разделяются при отстаивании: для их разрушения требуются дополнительные технологические операции.

Фильтрация. Нестойкие эмульсии успешно расслаиваются при пропускании их через фильтрующий слой, который может быть из гравия, битого стекла, древесины и металлических стружек, стекловаты и других материалов. Если взаимодействие молекул жидкости с молекулами твердого вещества сильнее, чем между собой, то жидкость растекается по поверхности, т.е. смачивает ее. Если молекулы жидкости взаимодействуют между собой сильнее, чем с твердым веществом, то жидкость собирается на поверхности в

каплю, т.е. смачивания не происходит. Смачивание с жидкостью поверхности твердого тела можно рассматривать как результат действия сил поверхностного натяжения, т.е. жидкость тем лучше смачивает твердое тело, чем меньше взаимодействие между ее молекулами.

Центрифугирование производят в центрифуге, которая представляет собой вращающийся с большой скоростью ротор. Эмульсия подается в ротор по полуму валу. Под действием сил инерции эмульсия разделяется, так как вода и нефть имеют разные значения плотности.

Термические технологии обезвоживания нефти используют тепловую обработку эмульсии для ее разрушения. Как показано выше, при нагреве водонефтяной эмульсии уменьшаются вязкость и плотность нефтяной фазы, а также ослабевают бронирующие оболочки вокруг глобул воды, что способствует разделению эмульсии на нефть и воду.

Нагрев эмульсии осуществляют в специальных установках; температура нагрева до 70 °С. Разработан большой ассортимент таких установок, самыми распространенными из которых являются трубные печи. В них общий поток поступающей эмульсии разделяется трубами-змеевиками на несколько параллельных, что обеспечивает увеличение площади контакта эмульсии с нагревательными элементами и ее быстрый разогрев.

Одним из видов термических аппаратов являются сепараторы-подогреватели (heater treater). Аппараты такого типа впервые были использованы на морских добывающих платформах, благодаря тому, что они конструктивно (в одном сосуде) совмещают процессы нагрева входящей жидкости, сепарации газа, обезвоживания нефти и очистки воды, т.е. заменяют несколько аппаратов. Сепараторподогреватель, как правило, состоит из двух секций – секции нагрева входящей жидкости и секции коалесценции. В секции нагрева находится узел ввода и распределения входящей жидкости, направляющий водонефтяную эмульсию сверху вниз, и жаровая труба. При движении вдоль жаровой трубы эмульсия нагревается, из нее выделяется газ и свободная (легко отделяющаяся) вода. После такой предварительной

подготовки эмульсия попадает в секцию коалесценции. Коалесцеры представляют собой устройства с развитой поверхностью самых разнообразных конструкций, которые являются ноу-хау производителей аппаратов.

Принцип работы коалесцеров – значительное увеличение площади отстаивания без увеличения размеров аппарата. Глобулы воды оседают на поверхности «начинки» коалесцеров, коалесцируют и под действием силы тяжести стекают вниз, откуда вода отводится в систему очистки. Нефть всплывает в верхнюю часть секции и отводится на следующую ступень подготовки.

Химические технологии обезвоживания нефти – применение специальных химических реагентов – деэмульгаторов для разрушения эмульсий. Деэмульгаторы, как правило, подают на вход системы подготовки нефти. Подача деэмульгатора в систему может быть, как периодической, так и непрерывной. В настоящее время почти повсеместно применяют непрерывную подачу деэмульгаторов. Приемлемыми считаются дозировки деэмульгаторов 10–30 г на тонну подготовленной нефти, однако для разрушения стабильных эмульсий может потребоваться до 100–150 г деэмульгатора на тонну подготовленной нефти.

Деэмульгирующее действие ПАВ было эмпирически обнаружено в середине прошлого века. Исчерпывающей модели воздействия деэмульгатора на процесс разрушения эмульсии пока не существует, что связано с многообразием протекающих при этом процессов. В упрощенном виде современное представление о механизме действия деэмульгатора, согласно теории академика П.А. Ребиндера, сводится к следующему. Деэмульгатор обладает большей поверхностной активностью, чем природные эмульгирующие вещества. При введении в эмульсию деэмульгатор адсорбируется на поверхностном слое глобул воды, пептизирует и вытесняет с него эмульгирующие вещества, заменяя их адсорбционным слоем и

существенно снижая поверхностное натяжение, благодаря чему они относительно легко флокулируют и коалесцируют.

Таким образом, эффективный деэмульгатор должен обладать выраженным сродством к межфазной границе эмульсии, обеспечивать интенсивную флокуляцию и коалесценцию глобул воды, а также гидрофилизацию взвешенных частиц и перераспределение их в водную фазу.

Современный деэмульгатор представляет собой смесь специально подобранных активных основ (баз) в соответствующем растворителе. Количество баз в формуле различно, но в большинстве деэмульгаторов их от двух до четырех. В зависимости от химической природы одни базы ускоряют выделение основной части воды, другие глубоко обезвоживают нефть, третьи являются смачивающими веществами для механических примесей и т.п. В эффективном реагенте базы не только выполняют индивидуальные функции, но и проявляют синергизм. Общая доля активных основ в товарной форме деэмульгатора редко превышает 40 % масс., остальное – растворитель, что обусловлено необходимостью обеспечить приемлемые технологические свойства реагента (низкую вязкость, низкую температуру застывания и др.). Однако деэмульгаторы не всегда были такими.

Деэмульгаторы делятся на ионогенные (образующие ионы в водных растворах) и неионогенные (не образующие ионов в водных растворах).

Ионогенные активные основы подразделяются на анионоактивные, катионоактивные и амфотерные. К анионоактивным относят вещества, молекулы которых диссоциируют в воде на катион металла или водорода и гидрофобный анион ПАВ, в состав которого входит основная углеводородная часть молекулы. Типичным представителем являлся описанный выше НЧК. Катионоактивные ПАВ – вещества, диссоциирующие в воде на поверхностно-активный катион и неактивный (малоактивный) анион. Эта немногочисленная группа включает в основном соли алкиламинов и пиридиновых соединений. К амфотерным ПАВ относят вещества, в молекуле которых одновременно присутствуют основные и кислотные группы. Диссоциируя, эти вещества

образовывают анионоактивные или катионоактивные ионы в зависимости от рН среды.

Неионогенные активные основы могут быть как водо-, так и нефтерастворимыми. Этот тип соединений позволяет широко варьировать свойства ПАВ путем изменения молекулярного веса гидрофильной и гидрофобной частей за счет комбинирования баз с различным гидрофильно-липофильным балансом. Гидрофильно-липофильный баланс (ГЛБ) характеризует степень взаимодействия с водой отдельных групп, входящих в состав молекулы вещества.

Согласно второму подходу, деэмульгаторы различаются по области применения.

К первой группе относят деэмульгаторы, применяемые для разрушения водонефтяной эмульсии «вода в нефти». Базами для этой группы деэмульгаторов являются алкилфенолформальдегидные смолы, оксиалкилированные полиамины, модифицированные эпоксидные смолы, кремнийорганические соединения и др.

Вторая группа – реагенты, применяемые для разрушения водонефтяных эмульсий «нефть в воде», т.е. согласно подходу, принятому нами, эти реагенты мы не называем деэмульгаторами. Это «обратные» деэмульгаторы.

К третьей группе относят реагенты комплексного действия, работающие одновременно как деэмульгаторы и ингибиторы коррозии. Это в основном реагенты, получаемые на основе оксиалкилированных полиалкиленполиаминов и тиазиновые четырехзамещенные аммониевые соли полиэпигалогидрина.

Четвертая группа – деэмульгаторы, применяемые для разрушения эмульсий с повышенным содержанием взвешенных частиц. Такие реагенты имеют в своем составе вещества, способствующие смачиванию взвешенных частиц и переводу их в водную фазу – смесь алкилсульфосукцинатов и этоксилированного алкилфенола или алкоксилированный эфир сорбита и жирной кислоты, смешанный с органосерной кислотой и замещенным ионом

аммония, а также сульфированные соединения, додецилбензолсульфоновая кислота. В пятую группу выделяют деэмульгаторы, предназначенные для обессоливания нефти.

Термохимические технологии обезвоживания нефти, как понятно из названия, являются комбинацией двух предыдущих методов.

Электрические технологии обезвоживания нефти. Аппараты для разрушения эмульсий посредством воздействия на них электрического поля, называемые электродегидраторами (ЭДГ), работают на переменном токе промышленной частоты, реже на постоянном токе. Под действием электрического поля изначально сферическая капля воды трансформируется в диполь эллиптической формы. Наличие выраженных электрических полюсов облегчает сближение и коалесценцию капель воды. На эффективность работы ЭДГ влияют свойства эмульсии и ее обводненность, однако основным фактором эффективности – напряженность электрического поля. Напряжение на электродах колеблется от 10^4 до $4,5 \cdot 10^4$ В. При конструировании ЭДГ учитывают, что существует как нижний предел напряженности электрического поля, ниже которого невозможно преодолеть сопротивление бронирующей оболочки, так и верхний предел, при превышении которого глобулы воды реэмульгируют, т.е. снова образуют эмульсию.

Отметим, что электрическое обезвоживание нефти на российских нефтяных месторождениях в настоящее время применяют редко. Зачастую ЭДГ, изначально предназначенные для этой цели, работают при отключенном электрическом поле, т.е. в режиме отстойников.

2 ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА А МЕСТОРОЖДЕНИИ

2.1 Характеристика исходного сырья, материалов, реагентов и готовой продукции

Нефть, поступающая с кустов скважин, представляет собой сложную смесь углеводородов, находящихся в жидком состоянии, пластовой воды с содержанием солей и попутного газа.

Пластовая вода представляет собой сложный раствор, в составе которого неорганические соли, газы, растворимые в воде неорганические вещества.

Среди растворенных в пластовой воде веществ преобладают неорганические соли, хлориды, сульфаты и карбонаты щелочных и щелочноземельных металлов.

Добываемая жидкость с кустовых площадок и разведочных скважин по системе нефтесборных трубопроводов поступает для подготовки до товарной кондиции на ДНС с УПСВ.

Физико-химические свойства, компонентные составы пластовой нефти, нефтяного газа, пластовой воды приведены в таблицах 2.1, 2.2, 2.3.

Таблица 2.1 - Физико-химические свойства нефти

Наименование	Ед.изм.	Значение
Плотность разгазированной нефти	кг/м ³	863
Вязкость разгазированной нефти:		
при 20°С	мм ² /с	17,9
при 50°С	мм ² /с	6,7
Массовое содержание:		
серы	%	0,44
смола силикагелевых	%	5,09
асфальтенов	%	1,60
парафинов	%	6,75

Продолжение таблицы 2.1

Объемный выход фракций	%	
100 °С		0,78
150 °С		8,33
200 °С		17,94
250 °С		29,26
300 °С		39,26
Температура начала кипения	°С	81,1
Температура застывания	°С	11,0

Таблица 2.2 - Физико-химические свойства пластовой воды

Наименование показателя	Ед. изм.	Диапазон изменения
Минерализация	мг/л	24521-57609
Плотность	кг/м ³	1019-1041
Содержание ионов:	мг/л	
Хлор-ион (Cl ⁻)		14858,8-34551,3
Гидрокарбонат-ион (НСО ₃ ⁻)		366,0-1262,7
Кальций (Са ²⁺)		1202,4-4308,6
Магний (Mg ²⁺)		97,28-291,84
Натрий (Na ⁺)		6549,02-20304,6
Калий (NH ₄ ⁺)		14,0-148,0
Йод (J ⁻)		1,56-9,27
Бром (Br ⁻)		35,07-153,14
Сульфат-ион (SO ₄ ²⁻)		22,5-127,0

Таблица 2.3 - Компонентный состав и свойства попутно добываемого газа

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение показателя
Компонентный состав (мол.)		
Метан		78,41
Этан		7,09
Пропан		6,63
i-Бутан		1,12
n-Бутан	%	2,29
i-Пентан		0,68
n-Пентан		0,59
Гексан+высшие		0,27
Азот		0,23
Диоксид углерода		2,70
Плотность газа	кг/м ³	0,924

Показатели качества подготовленной нефти и пластовой воды приведены в таблицах 2.4, 2.5

Таблица 2.4 - Таблица показателей качества подготовленной нефти

№ пп	Наименование	Норма для группы нефти		
		1	2	3
1	Массовая доля воды, % не более	0,5	0,5	1,0
2	Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100	300	900

Продолжение таблицы 2.4

3	Массовая доля механических примесей, % не более	0,05		
4	Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)	66,7 (500)	66,7 (500)

Таблица 2.5 - Показатели качества подготовленной пластовой воды, поступающей на БКНС

Наименование показателей	Единицы измерения	Значения показателей
1. Содержание нефти	мг/л	не более 50
2. Содержание механических примесей	мг/л	не более 50

С целью создания наиболее благоприятных условий для расслоения нефтяной эмульсии в линию нефтяной эмульсии перед сепараторами первой ступени подается реагент-деэмульгатор.

Характеристики применяемых деэмульгаторов и ингибитора коррозии приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 - Характеристика применяемых реагентов

Характеристика	Дипроксамин 157-65М	ХПД-005Н	Сепарол WF-41	Интекс 1018
Агрегативное состояние и однородность	однородная прозрачная жидкость	Желтоватая жидкость	Прозрачная желтая жидкость	Однородная жидкость от бесцветного до светло-коричневого цвета
Химическая характеристика	азотосодержащий блоксополимер окиси этилена и окиси пропилена	Композиция блок Сополимеров, оксида этилена и пропилена и эпоксидных производных в смеси растворителей: метанола и нефраса	неионогенное пов.-активное высокомолекулярное соединение на основе окисей алкиленов	-
Растворитель	метанол	-	метанол	-
Растворимость в ароматических УВ.	растворим	-	растворим	-
Содержание ПАВ, %	65	-	60-65	42-48
Плотность при +20 °С, кг/м ³	960	920-950	950	850-950
Вязкость при +20 °С, мПа.с	55-65	-	75	50

Температура застывания, °С	ниже минус 45	Не выше минус 47 - минус 50	около минус 50	не выше минус 50
Температура вспышки, °С	9-12	-	около 11	-

Количество применяемого деэмульгатора составляет 50 грамм на тонну нефти. В период пуска новых скважин, проведения ГРП, для предотвращения сбоев в режиме работы ДНС УПСВ необходимо увеличивать расход реагента-деэмульгатора до 90 г/тонну нефти.

Характеристика ингибитора коррозии «ИКБ-4»:

- агрегатное состояние - жидкость;
- цвет – от бесцветного до светло-коричневого;
- плотность при 20°С – 0,85...0,95 г/см³;
- вязкость кинематическая при 20°С – 60 мПа*с;
- температура застывания - не выше минус 50°С.

Для продувки оборудования, трубопроводов при подготовке к работе и пуску после ремонта используется азот технический. Азот должен отвечать требованиям ГОСТ 9293-74 (ИСО 2435-73), представленным в таблице 2.7.

Таблица 2.7 - Требования, предъявляемые к азоту техническому по ГОСТ 9293-74*

Наименование	Единица измерения	Значение
Сорт	-	Первый
Объемная доля азота, не менее	%	99,6
Объемная доля кислорода, не более	%	0,4
Объемная доля водяного пара в газообразном азоте, не более	%	0,009

Продувка азотом технологического оборудования организована от передвижной азотной установки.

2.2 Описание технологического процесса

Продукция скважин с кустовых площадок А, Б, В, Г и Д месторождений, а так же с распределительного коллектора «Узла сепарации газа» куста скважин №1Б, с давлением 6...10 кг/см² изб, температурой 15 – 30 °С, в количестве 4850 м³/сутки с обводненностью до 65 % (масс.) через электроприводные задвижки №№ 226э, 227э, 228э, 229э, 230э, 231э, 232э, 233э, 234э, 235э, поступает на узел дополнительных работ (гребенку).

На узле дополнительных работ через задвижки №№ 2н, 3н, 4н, 5н, происходит распределение потока газожидкостной смеси на вход в сепараторы первой ступени сепарации НГС-1, НГС-2 или КСУ-1 при её работе в режиме первой ступени сепарации. Продукция скважин после УДР, по трубопроводам Ду 400мм, через электроприводные задвижки №№236а/э, 69э (НГС-1), 237а/э, задвижка 12н (НГС-2) поступает в сепараторы первой ступени сепарации НГС-1, НГС-2, по технологической схеме, объемом 50м³. При работе КСУ-1 в режиме первой ступени сепарации, продукция скважин после УДР поступает по трубопроводу Ду400 на вход КСУ-1, через задвижки №№236а/э, 81, 75э.

Для повышения степени эффективности процесса обезвоживания с целью разрушения водонефтяной эмульсии и отстоя воды предусмотрена подача деэмульгатора с помощью блока автоматизированной подачи реагентов УДХ-1 через вентили №№ 1р, 2р, в трубопроводы (на узле дополнительных работ) до входных сепараторов НГС-1,2, КСУ-1, также для защиты от коррозии трубопроводов и аппаратов ДНС с УПСВ предусмотрена непрерывная подача ингибитора коррозии дозировочным насосом установки дозирования химреагентов УДХ-2 по трубопроводу Р2 в количестве до 40 грамм на тонну нефти.

Блок установки дозирования химреагентов УДХ-1,2 является блочно-комплексным устройством и оснащается системой управления и контроля на заводе-изготовителе. В состав блока установки дозирования химреагентов входят дозирующие насосы и емкость реагентов. Завоз реагента-деэмульгатора и реагента-ингибитора на ДНС с УПСВ осуществляется автотранспортом.

Дренаж жидкости установок дозирования химреагентов УДХ-1,2, перед ремонтом или в случае аварии предусмотрен в подземную дренажную емкость ЕП-2, по технологической схеме, объемом 63,0 м³.

Освобождение установок дозирования химреагентов УДХ-1,2 от жидкости происходит через задвижки №№2д, 2/1д.

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.

Образующийся гидрофильный слой характеризуется небольшой структурно-механической прочностью, что способствует сближению и коалесценции (сливанию) капель воды, образованию крупных глобул и осаждению их за счет сил гравитации.

В сепараторах НГС обеспечивается разделение поступающей жидкости на 2 потока: нефть, с содержанием пластовой воды и остаточным содержанием газа, и газ.

Технологические уровни жидкости в сепараторах НГС-1,2 поддерживаются регуляторами уровня Кл-5 и Кл-10 соответственно. Давление в системе первой ступени сепарации регулируется клапаном поз. Кл-68.

При выводе из работы одного из нефтегазосепараторов НГС-1 или НГС-2 с целью не превышения пропускной способности предохранительных клапанов, установленных на аппаратах, которая составляет 37870 н. м³/ч. в расчете на один клапан, в работу параллельно к НГС-1 (НГС-2) запускается КСУ-1 в режиме первой ступени сепарации.

Углеводородный газ, выделившийся в НГС-1,2, по трубопроводу Ду 300мм, направляется в газовый сепаратор СГ, объемом 8,0 м3, через задвижки № 71э (НГС-1), 3г (НГС-2), 4г (вход в СГ), для дополнительной очистки от капельной жидкости.

Углеводородный конденсат из сепаратора СГ по уровню LI 40115, через клапан Кл-22 поступает в трубопровод на выход нефти из О-1, О-2.

Отбор газа на собственные нужды предусмотрен через задвижки №№25г,27г, с предварительной сепарацией газа от капельной жидкости в газовом сепараторе ГС, объемом 1,6м3.

Очищенный от капельной жидкости в ГС газ через задвижки №№27г, 28г, электроприводные краны шаровые КШ-490/э, КШ-504/э, КШ-506/э, КШ-508/э, СИКГ-8,9,10,11, для газоснабжения в качестве топливного газа редуцируется и подается на запальные и основные горелки путевых подогревателей нефти ПП-1-4, далее сжигается в топке подогревателя, отдавая тепло промежуточному теплоносителю.

Через задвижку №28г, ГРПШ-1, задвижки №№48г,49г,50г, поступает для горелок факела высокого давления (ФВД) и через ГРПШ-2, задвижки № 51г, 52г, 53г, для горелок факела низкого давления (ФНД), через узлы учета (СИКГ-4, СИКГ-6).

В случае вывода из работы газового сепаратора ГС, существует возможность подачи газа по байпасной линии, минуя ГС, через задвижку №24г.

Дренаж жидкости аппаратов НГС-1(2), СГ, ГС, перед ремонтом или в случае аварии предусмотрен в подземную дренажную емкость ЕП-1,2, по технологической схеме, объемом по 63,0 м3 каждая.

Освобождение аппаратов НГС-1(2) через задвижки №№ 1д (3д), газовых сепараторов СГ, ГС - через задвижки №№ 6д, 7д, в ЕП-1,2 путем перераспределение потоков жидкости задвижками №№4д,5д,16д,17д.

Нефтяная эмульсия из входных сепараторов НГС-1,2, с давлением до 5...8 кг/см², через задвижки №№ 8н,9н,10н,11н,70э(НГС-1), 13н,14н,15н,16н(НГС-2), 17н,23н, по коллектору Ду 300мм, так же из

нефтегазового сепаратора НГС узла сепарации проекта А-27-433. ТНП через задвижки №№153н, 522э, поступает в четыре параллельно работающих путевых подогревателя нефти ПП-1, 2, 3, 4, где происходит нагрев эмульсии до температуры плюс 45-70 °С. Относительно высокая температура обеспечивает глубокое обезвоживание эмульсии.

Далее жидкость через задвижки № 25н, 26н, 33н, 34н, 42н, 43н, 50н, 51н, поступает в продуктовый змеевик подогревателя (блок нагрева) ПП-1, ПП-2, ПП-3, ПП-4, где нагревается от промежуточного теплоносителя (вода) после чего выводится из подогревателя. Топливо сжигается в топке подогревателя, отдавая тепло промежуточному теплоносителю, охлажденные продукты сгорания при помощи дымовой трубы выводятся из топки подогревателя в атмосферу.

Подогреватель нефти ПП-1,6 с промежуточным теплоносителем представляет собой цилиндрический горизонтальный сосуд с плоскими днищами. Топочное устройство оборудовано газовыми горелками с запальниками.

Температура в жаровых трубах поддерживается путем сжигания попутного газа. Контроль за пламенем и температурой обеспечивается приборами КИП и А и запорно-регулирующей арматурой.

Нефтевогазовая смесь из путевых подогревателей нефти ПП-1, 2, 3, 4, через задвижки № 27н, 28н, 35н, 36н, 44н, 45н, 52н, 53н, по коллекторам Ду 200мм - Ду 300мм, через задвижки № 32н, 40н, 49н, 57н, 58н, 69н, 70н, 72н, 75н, 81н, поступает в сепараторы типа НГСВ-1,2, объемом 100 м³, поз. О-1,2 по технологической схеме.

При необходимости нефтяная эмульсия по байпасу, соединяющему трубопровод входа жидкости в подогреватели и трубопровод выхода жидкости из подогревателя, минуя подогреватели, может быть направлена сразу в сепараторы второй ступени О-1, О-2.

Поступление эмульсии происходит через устройство ввода, где плавно подается на верхний уровень жидкой фазы с малым образованием пены и

равномерно распределяется по сечению сепаратора перегородкой из просечно-вытяжного листа. Далее нефть проходит пакеты Л-образных пластин, освобождаясь от газа и поступает в секцию сбора нефти.

Из сепараторов второй ступени О-1, О-2 предварительно обезвоженная нефть по технологическому уровню LI 40119, LI 40126 через клапан-регулятор уровня Кл-27, Кл-37, поступает для дегазации в аппараты конечной ступени сепарации КСУ-1,2.

Для защиты сепараторов О-1, О-2 от разрушения в случае повышения давления выше расчетного на сепараторах установлены предохранительные клапаны типа СППК, со сбросом избыточного давления газа в факельный коллектор высокого давления (ФВД).

Рабочее давление сепараторов О-1, О-2 регулируется клапанами поз. Кл-32, Кл-42.

Углекислотный газ, выделившийся в О-1, О-2, через задвижку № 62г, по трубопроводу Ду 150мм, направляется для сжигания в факельной установке высокого давления (ФВД).

Поддержание уровня раздела фаз нефть-вода в пределах 10-30% производится с помощью регулирующих клапанов, установленных на линии сброса пластовой воды.

Сброс пластовой воды из сепараторов О-1, О-2 на очистные сооружения осуществляется по межфазному уровню LT 40123 (О-1), LT 40130 (О-2) через регулирующий клапан поз. Кл-30(О-1), Кл-40(О-2). Выход подтоварной воды из отстойников О-1,2, предусмотрен на РВС-2 объемом 2000м³, где происходит отстой воды. Уловленная нефть в РВС-2, измеряемая по межфазному уровню LT 40304, откачивается насосами внутренней перекачки нефти Н-1,2 на вход блоков подогревателей нефти.

Отстоявшаяся подтоварная вода из резервуара РВС-2, через распределитель, по внутреннему стояку, под давлением столба жидкости, обеспечивающим необходимый подпор на входе насоса ЦНС, поступает на

прием подпорных насосов, в блок насосов пластовой воды (НПВ), далее насосами, через узел учета воды на БКНС, для закачки в пласт.

Отстоявшаяся нефть, с температурой до плюс 58 °С содержанием воды не более 10 % (объемных), через клапанные сборки О-1,2, задвижки № 80н, 86н, №72э, № 90н, 95н поступает на концевую сепарационную установку КСУ-1,2, для дегазации.

Разгазирование нефти в КСУ происходит при давлении 0,001-0,005 МПа, при работе КСУ-1 в режиме первой ступени сепарации разгазирование нефтяной эмульсии происходит при давлении 0,4-0,8 МПа.

Регулирование уровня в сепараторах КСУ-1,2 осуществляется клапанами Кл-47, Кл-52, по уровню LI 40133, LI 40137. Дегазированная нефть из сепаратора КСУ-1, КСУ-2 самотеком по трубопроводу через задвижки № Аз-77э, № 100н, 101н, №. Аз-80э, № 110н, 112н, 111н, 119н, поступает на вход в РВС-1, 3, объемами 2000 м³ и 3000 м³, где происходит подготовка нефти и отстой воды в режиме динамического отстоя

Частично дегазированная нефтяная эмульсия из КСУ-1 поступает на вход путевых подогревателей нефти через задвижки № 91н, 92н, 93н, 94н, 82н, 76э, 87н, где происходит её нагрев до требуемой температуры.

Товарная нефть из резервуаров РВС - 1, 3 под давлением столба жидкости, обеспечивающий необходимый подпор на приеме насосов ЦНС через задвижки № 105н, 107н, 108н, 117н, 523э, №117/1н, 120н, 121н, 122н, 123н, 525э поступает на блок насосов внешней откачки (НВО). Далее насосами внешней откачки через оперативный узел учета нефти (СИКНС) по существующему напорному нефтепроводу, откачивается на установку подготовки нефти (УПН) Б месторождения.

Нефть до подачи насосами НВО по напорному нефтепроводу на установку подготовки нефти (УПН) Б месторождения, проходит через оперативный узел учета нефти (СИКНС) ДНС с УПСВ А месторождения.

В случае необходимости повторной подготовки нефти нефть поступает на блок насосов внутренней перекачки (НПВ). Насосная внутренней

перекачки представляет собой блок полностью заводской готовности, с насосами типа ЦНСт 60-198.

3 ПОДБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ДОЗИРОВКИ ДЕЭМУЛЬГАТОРА

3.1 Объект и методы исследования

Исследования проводились в лаборатории Томского политехнического университета по образцам нефти А нефтегазоконденсатного месторождения. Физико-химические свойства нефти представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Физико-химические характеристики исследуемой нефти

Наименование	Значения	Единицы измерения
Плотность разгазированной нефти	980	кг/м ³
Вязкость разгазированной нефти: при температуре 20/50° С	17,9/6,7	мм ² /с
Массовое содержание:		
серы	0,44	%
смола силикагелевых	5,09	%
асфальтенов	1,60	%
парафинов	6,75	%

В настоящее время компанией используется деэмульгатор Интекс 1018.

Согласно технологическому регламенту компании, помимо Интекс 1018, допускается применение таких деэмульгаторов, как Сепарол WF-41 и ХПД-005Н. Исходя из этого, была поставлена задача сравнить эффективность каждого деэмульгатора, а также рассмотреть различные их дозировки, с целью нахождения более оптимальной. На данный момент на УПН «А» используется дозировка равная 50 грамм на одну тонну нефти.

Перед тем, как проводить исследования, было определено содержание воды в исследуемой нефти. Для этого был использован метод Дина и Старка, согласно ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды». Обводненность продукции составила 39%_(об).

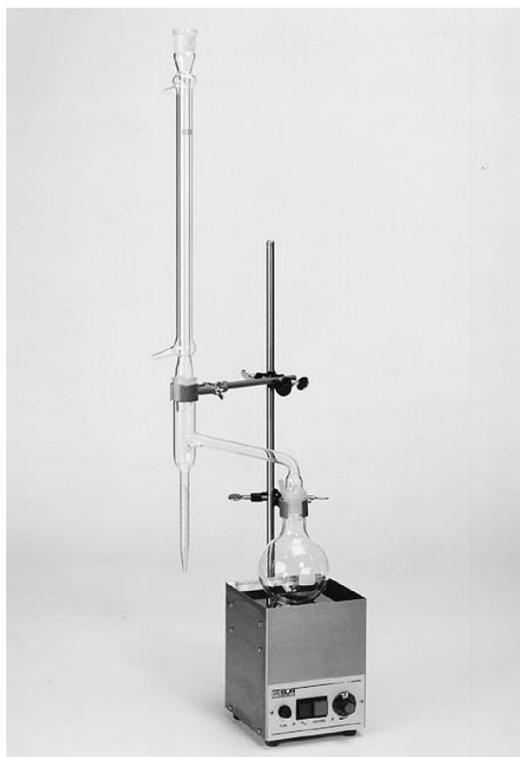


Рисунок 3.1 – Установка Дина и Старка

Второй этап работы заключался в определении на вибрационном измерителе плотности жидкостей ВИП-2М плотности исходной нефти и исследуемых деэмульгаторов.

Таблица 3.2 – Результаты определения плотностей исходной нефти и исследуемых деэмульгаторов

Наименование	Плотность г/см ³
Исходная нефть	0,890
ХПД-005Н	0,925
Интекс 1018	0,950
Сепарол WF-41	0,920



Рисунок 3.2 – Вибрационный измеритель плотности жидкостей ВИП-2М

Далее с помощью экстрактора ПЭ-8010 перемешивали исходную нефть при 500 об/мин в течение 5 минут для того, чтобы получить однородную систему.

Было принято решение проводить исследования, используя следующие концентрации деэмульгаторов: 35 г/т, 40 г/т, 50 г/т и 60 г/т.

Поскольку исследования проводились в лаборатории, использовались конические колбы объемом 50 мл., для чего было необходимо произвести расчет количества деэмульгатора, которое необходимо добавить в пробу, исходя из объема колбы и известной концентрации на тонну нефти.

При помощи формулы 3.1, была определена масса нефти в объеме пробы

$$m = \rho * V = 0,89 * 50 = 44,5 \text{ г} \quad (3.1)$$

Далее рассчитали массу деэмульгаторов, которую было необходимо добавить в пробу при каждой концентрации.

$$M = \frac{m * C_i}{1000000} \quad (3.2)$$

Таблица 3.3 – Дозировки деэмульгаторов на пробу 50 мл.

Деэмульгатор	Концентрация			
	35 г/т	40 г/т	50 г/т	60 г/т

ХПД-005Н	1,68 мкл	1,92 мкл	2,41 мкл	2,88 мкл
----------	----------	----------	----------	----------

Продолжение таблицы 3.3

Интекс 1018	-	1,87 мкл	2,34 мкл	2,81 мкл
Сепарол WF-41	-	1,84 мкл	2,02 мкл	2,29 мкл

После этого пробу поместили в конические колбы и с помощью дозатора добавили определенное количество деэмульгатора, указанного в таблице 3.3 и тщательно смешали на перемешивающем устройстве в течение 12 минут.



Рисунок 3.3 – Процесс дозирования деэмульгатора в конические колбы.

Затем образцы проб были перенесены в мерные цилиндры и оставлены в сушильном шкафу, нагретом до температуры 60° С.

3.2 Определение коэффициента эффективности деэмульгатора

Эффективность работы деэмульгатора оценивали по коэффициенту эффективности, который определяли, как отношение объема воды, выделившейся из пробы, к изначальному содержанию воды до проведения эксперимента.

Помимо этого, оценивались такие критерии, как:

- Качество границы водонефтяного раздела

- Качество отделяемой воды по содержанию смол
- Изменение внутренней структуры

Поскольку обводненность продукции составила 39%_(об), то изначальное содержание воды в пробе нефти объемом 50 мл. составило 19,5 мл.

Через 12 часов определяли количество выделившейся воды в колбе и рассчитывали коэффициент эффективности деэмульгатора по формуле 3.3.

$$K_{Д} = \frac{V_{\text{выдел}}}{V_{\text{общ}}}, \quad (3.3)$$

где $V_{\text{выдел}}$ – объем выделившейся воды, $V_{\text{общ}}$ – общее содержание воды в нефти.

Полученные результаты представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Определение коэффициента эффективности деэмульгаторов

Концентрация деэмульгатора	35 г/т	40 г/т	50 г/т	60 г/т
Деэмульгатор	Коэффициент эффективности, $K_{Д}$			
ХПД-005Н	56,4 %	56,4 %	100 0%	97,4 %
Интекс 1018	-	15,4 %	97,4 %	97,7 %
Сепарол WF-41	-	0 %	0 %	0 %

«-» данные отсутствуют.



Рисунок 3.4 – Результат разделения эмульсии исходной нефти и нефти с добавлением Сепарол WF-41

Пробирка, отмеченная крестиком – исходная нефть, без добавления деэмульгатора.



Рисунок 3.5 – Результат разделения эмульсии с добавлением Интекс 1018 по увеличению концентрации.

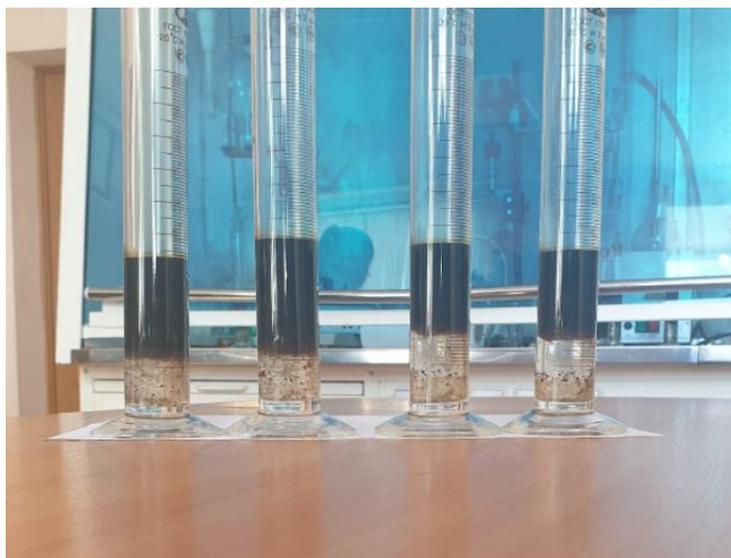


Рисунок 3.6 – Результат разделения эмульсии с добавлением ХПД 005Н, цилиндры расставлены по мере увеличения концентрации

По данным таблицы можно сделать вывод о том, что наилучшие результаты показывают деэмульгаторы ХПД-005Н и Интекс 1018 при концентрации 50 г/т. Повышение концентрации реагента не увеличило количество отделяемой воды, так как избыток деэмульгатора ведет к обратному эффекту, т.е. ухудшает разделение на нефть и воду. Визуальный осмотр пробы с добавлением Интекс 1018 концентрацией 50 г/т показал, что при разделении эмульсии образуются смолистые отложения, а граница раздела фаз искривлена, что говорит о некачественном разделении эмульсии на нефть и воду.

Без добавления деэмульгатора, а также при добавлении в исходную пробу Сепарол WF-41 разделения эмульсии на нефть и воду не происходило.

3.3 Анализ дисперсного состава исходной нефти и проб с добавлением деэмульгаторов

Последний этап эксперимента заключался в проведении микроскопическом анализе эмульсий.

Чтобы провести сравнение, с помощью модульного биологического микроскопа Olympus CX41 и программы обеспечения анализа изображений ImageScopeColor, сразу после перемешивания, были сделаны

микрофотографии внутренней структуры исходной нефти и проб с добавлением деэмульгаторов перечисленными из таблицы 3.4.

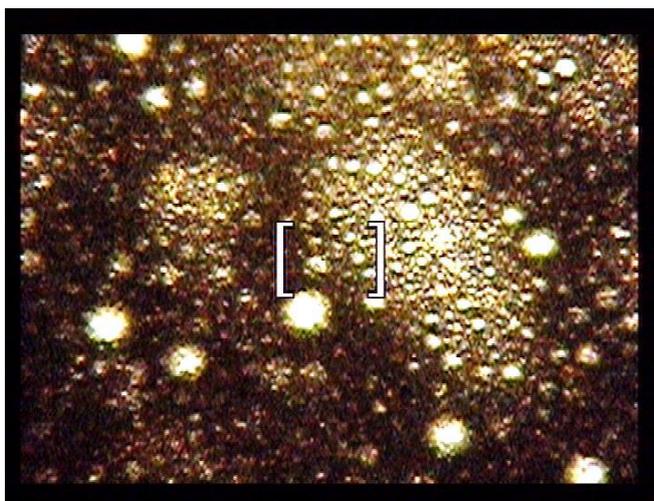
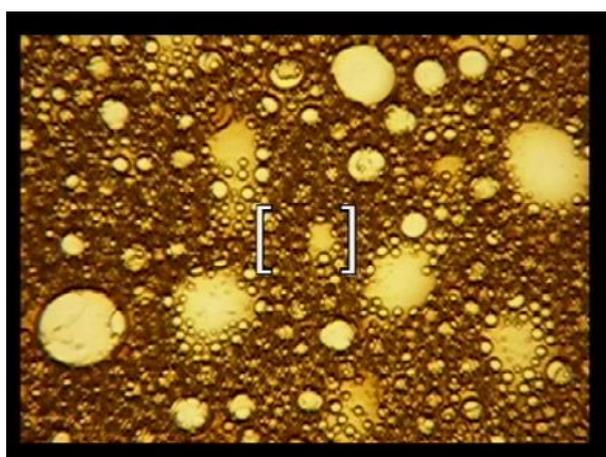
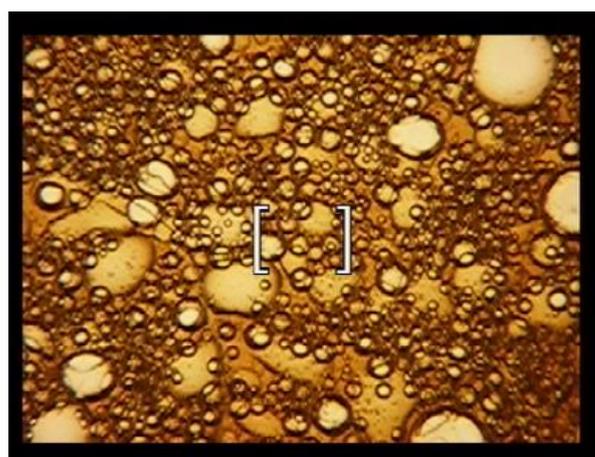


Рисунок 3.7 – Микрофотография внутренней структуры исходной нефти А месторождения



ХПД 005Н



Интекс 1018

Рисунок 3.6 – Микрофотографии внутренней структуры эмульсий после добавления деэмульгаторов ХПД 005Н и Интекс 1018 при концентрации 50 г/т

Далее был проведен анализ дисперсного состава и по его результатам построены дифференциальные кривые распределения капель воды по размерам для проб с добавлением деэмульгаторов ХПД-005Н и Интекс 1018 с концентрацией 50 г/т (рис. 3.7 и 3.8).

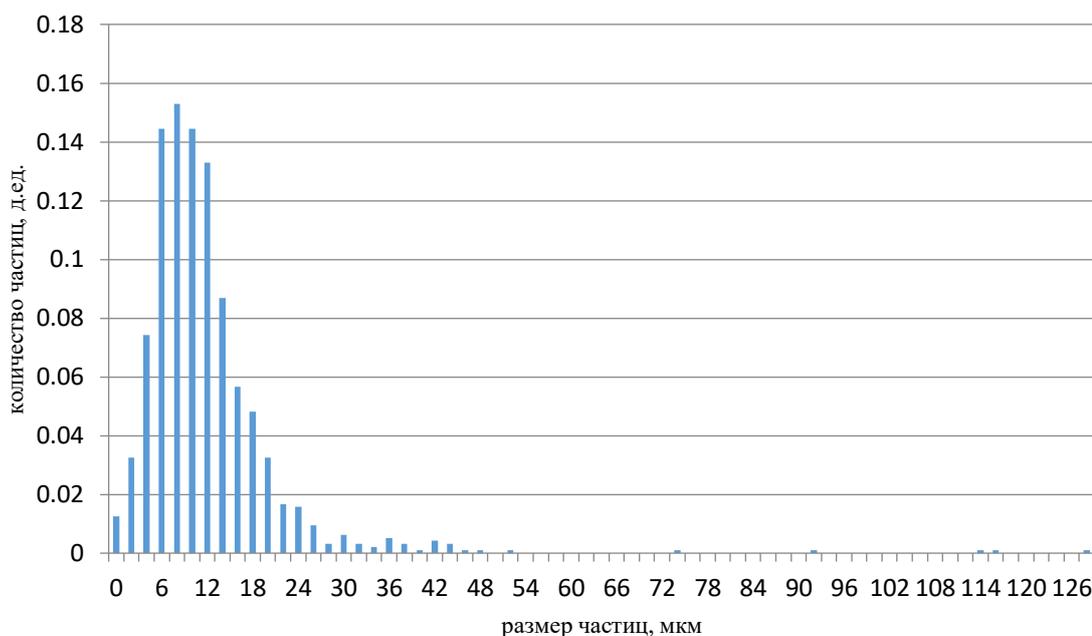


Рисунок 3.7 – Дифференциальные кривые распределения глобул воды по размерам с добавлением ХПД 005Н при концентрации 50 г/т

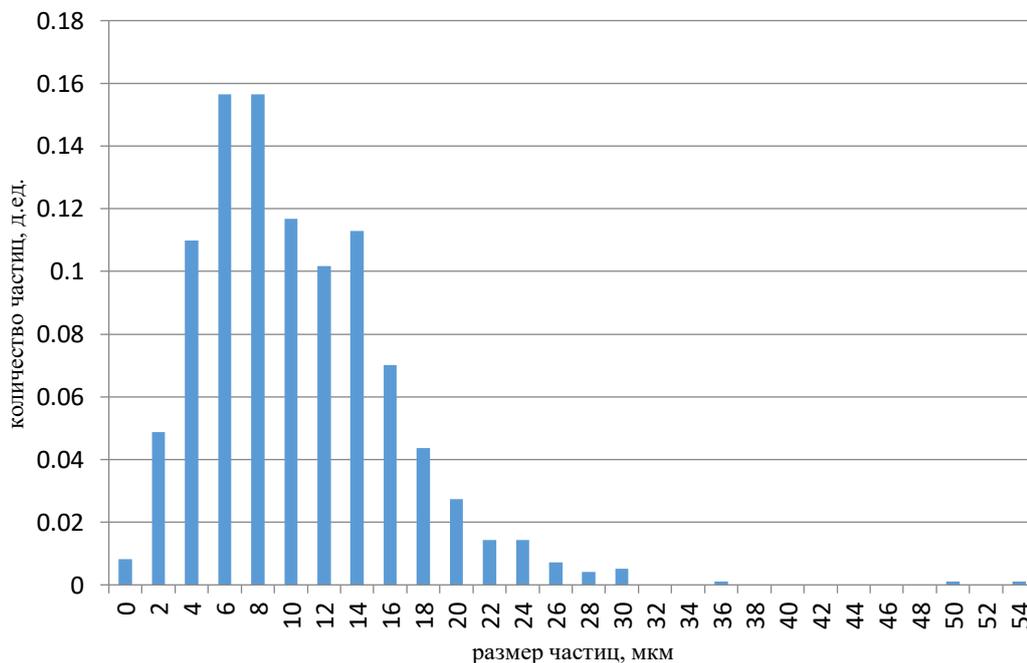


Рисунок 3.8 – Дифференциальные кривые распределения глобул воды по размерам с добавлением Интекс 1018 при концентрации 50 г/т

Проанализировав полученные данные, был сделан вывод о том, что в пробе с добавлением деэмульгатора ХПД 005Н наибольшее количество частиц

имеет размер 8 мкм. Максимальный размер частиц составляет 156 мкм. В пробе с добавлением деэмульгатора Интекс 1018 наибольшее количество частиц имеет диаметр 6 и 8 мкм. Максимальный размер частиц достигает 54 мкм. Это говорит нам о том, что при добавлении такого деэмульгатора, как ХПД 005Н образуются более крупные глобулы, чему свидетельствует более качественное разделение эмульсии на нефть и воду.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7П	Воткееву Федору Андреевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами не более 211122 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	1. Амортизационные отчисления, учитывающие отраслевую и региональную специфику; 2. Норма затрат рабочего времени; 3. Норма затрат на налоги
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Единый социальный налог, составленный в зависимости от ставки налога по законодательству от фонда заработной платы, налог на добавленную стоимость, страховые взносы, прочие налоги, налог на имущество, налог на прибыль.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Потенциальные потребители результатов исследования; 2. Анализ конкурентных технических решений; 3. SWOT - анализ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	• материальные затраты НИИ; • затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ; • основная заработная плата исполнителей темы; • дополнительная заработная плата исполнителей темы; • отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности проведения НИИ.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Карта сегментирования рынка услуг;
2. Матрица SWOT;
3. Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии;
4. Диаграмма Ганта;
5. Оценочная карта сравнения конкурентных технических решений.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Спицына Любовь Юрьевна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Воткеев Федор Андреевич		

Таблица 4.1 – Карта сегментирования рынка услуг различных фирм

		Метод разрушения водонефтяных эмульсий			
		Химическая обработка	Электрический метод	Механический методы	Термический метод
Размер компаний	Крупные	3	1	1	1
	Средние			2	
	Мелкие				2

1 – Интех ГмбХ

2 – ООО «Роснефтемаш»

3 – ООО «Колтех-Спецреагенты»

Из карты сегментирования можно сделать вывод о том, что компания Интех ГмбХ имеет высокую долю влияния на рынке оборудования, необходимого для подготовки нефти электрическим, механическим и термическим способами. ООО «Колтех-Спецреагенты» узконаправленная компания, однако наиболее распространенным методом обезвоживания нефти являются именно химический, благодаря чему компания имеет стабильную прибыль. Компании ООО «Роснефтемаш» следует уделить внимание производству тепловых установок, для получения большей экономической прибыли и дальнейшего роста компании.

Анализ конкурентных технических решений

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

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты (таблица 5.2). Для этого необходимо отобрать несколько конкурентных методов борьбы с эмульсиями.

Таблица 5.2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических разработок

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _Т	Б _Х	Б _М	К _Т	К _Х	К _М
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Повышение производительности труда пользователя	0,07	3	4	2	0,21	0,28	0,14
Удобство в эксплуатации	0,06	4	4	2	0,24	0,3	0,12
Помехоустойчивость	0,01	1	1	1	0,01	0,01	0,01
Энергоэкономичность	0,08	2	4	2	0,16	0,4	0,16
Надежность	0,1	4	3	2	0,4	0,3	0,2
Уровень шума	0,01	4	5	1	0,03	0,06	0,01
Безопасность	0,08	4	2	3	0,28	0,14	0,21
Потребность в ресурсах памяти	0,01	5	4	4	0,05	0,04	0,04
Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,04	5	4	4	0,2	0,16	0,16
Простота эксплуатации	0,09	4	5	2	0,36	0,45	0,18
Качество интеллектуального интерфейса	0,03	4	4	4	0,12	0,12	0,12
Возможность подключения в сеть ЭВМ	0,05	4	5	3	0,2	0,25	0,15
Экономические критерии оценки эффективности							
Конкурентоспособность продукта	0,07	4	5	2	0,26	0,36	0,13
Уровень проникновения на рынок	0,01	3	5	3	0,03	0,05	0,03
Цена	0,1	4	2	2	0,4	0,4	0,2
Предполагаемый срок эксплуатации	0,08	5	3	3	0,4	0,24	0,24
Послепродажное обслуживание	0,02	5	1	2	0,1	0,02	0,04
Финансирование научной разработки	0,03	4	3	3	0,12	0,09	0,09
Срок выхода на рынок	0,04	4	5	4	0,16	0,2	0,16
Наличие сертификации разработки	0,02	2	2	2	0,04	0,04	0,04
Итого	1				3,77	3,87	2,43

К_Х – химические технологии, К_М – механические технологии, К_Т – термические технологии

Проанализировав оценочную карту, можно сделать выводы, что самым конкурентоспособным методом является химический метод борьбы с водонефтяными эмульсиями. Данный метод основан на добавлении в

добываемую продукцию химических реагентов – деэмульгаторов, которые способны разрушить эмульсию непосредственно в трубопроводе.

SWOT - анализ

При поиске сильных и слабых сторон, угроз или возможностей роста в процессе составления финансового предложения, обязательным является составление SWOT-анализа, как самого, с одной стороны, простого, а с другой, как самого продуктивного, презентабельного и требующего серьёзного анализа рынка, конкурента и экономической ситуации в целом.

Таблица 5.3 – SWOT-анализ

	Сильные стороны	Слабые стороны
	<p>С1.Экономичность и энергоэффективность технологии.</p> <p>С2.Экологичность технологии.</p> <p>С3.Высокая надежность метода</p> <p>С4.Высокая функциональная мощность</p> <p>С5.Высокий срок эксплуатации</p>	<p>Сл1.Отсутствие прототипа научной разработки</p> <p>Сл2.Отсутствие у потенциальных потребителей квалифицированных кадров по работе с научной разработкой</p> <p>Сл3.Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца</p> <p>Сл4. Большой срок поставок материалов и комплектующий,</p>
<p>Возможности</p> <p>В1.Использование инновационной инфраструктуры нефтяных компаний</p> <p>В2.Использование уже имеющегося оборудования для реализации проекта</p> <p>В3.Появление дополнительного спроса на новый продукт</p> <p>В4.Повышение стоимости конкурентных разработок</p>	<p>В1С1С4С5; В2С4; В3С3; В4С3С5, В1В2С4; В1В4С5.</p>	<p>В1Сл2Сл3; В2Сл1Сл4; В3Сл2; Сл3Сл4.</p>

Продолжение таблицы 5.3

<p>Угрозы У1.Отсутствие спроса на новые технологии производства У2.Развитая конкуренция технологий производства У3.Ограничения на экспорт технологии У4.Введения дополнительных государственных требований к сертификации продукции У5.Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства</p>	<p>У1С5; У3С1С2; У5С1С3.</p>	<p>У2С1С3С4; У4С2С4С5;</p>	<p>У1Сл1Сл3Сл4; У3Сл1Сл2Сл4; У4Сл3.</p>
--	--	---	--

SWOT – анализ позволил выявить сильные и слабые стороны проекта. Также были выявлены их соответствия внешним условиям, а именно возможностям и угрозам. Полученные соответствия позволили выявить меру необходимости изменения стратегии и определить направления реализации проекта.

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

Структура работ в рамках научного исследования

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 необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Перечень работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№	Содержание работ	Должность исполнителя
Выбор направления исследований	1	Выбор направления исследований	Руководитель, Бакалавр
Разработка технического задания	2	Составление технического задания	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	3	Изучение литературы, нормативных документов, составление литературного обзора	Бакалавр
	4	Изучение методики проведения экспериментов	Бакалавр
	5	Знакомство с оборудованием для проведения экспериментов	Руководитель, Бакалавр
	6	Проведение экспериментов	Бакалавр
Обобщение и оценка результатов	7	Обработка результатов, оформление таблиц данных, графиков	Бакалавр
	8	Обсуждение полученных результатов	Руководитель, Бакалавр
Оформление отчета по ВКР (комплекта документации по ВКР)	9	Оформление выводов	Бакалавр
	10	Оформление пояснительной записки	Бакалавр

Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость определяется с помощью вероятностного подхода и рассчитывается в человеко-днях по формуле 5.1:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5} \quad (5.1)$$

$$t_{ожі} = \frac{3 * 1 + 2 * 2}{5} = 1,4 \text{ чел. -дн.}$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, чел.-дн.,
 $t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного

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

С помощью рассчитанного значения трудоемкости работ можно определить продолжительность каждой из них по формуле 5.2:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i} = \frac{1,4}{1} = 1,4 \text{ раб. дн.} \quad (5.2)$$

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

Разработка графика проведения научного исследования

Для наглядного представления этапов исследования удобно построить диаграмму Ганта, представляющую собой горизонтальный график с протяженными отрезками, указывающими на длительность выполнения работ, которую можно рассчитать по формуле 5.3:

$$T_{ki} = T_{pi} * k_{\text{кал}} = 1,4 * 1,22 \approx 2 \text{ календ. дн.} \quad (5.3)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения одной работы, календ.дн., T_{pi} – продолжительность одной работы, раб.дн., k – коэффициент календарности, для перевода рабочего времени в календарное.

Коэффициент календарности рассчитывается по формуле 5.4:

$$k = \frac{T_{\text{кг}}}{T_{\text{кг}} - T_{\text{вд}} - T_{\text{пд}}} = \frac{366}{366 - 52 - 14} = 1,22 \quad (5.4)$$

где $T_{\text{кг}}$ – количество календарных дней в году; $T_{\text{вд}}$ – количество выходных дней в году; $T_{\text{пд}}$ – количество праздничных дней в году.

Таблица 5.5 – Календарный план проекта

Название	Длительность рабочих дней	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
Выбор направления исследований	1	29.02	29.02	Чеканцева Л.В. Воткеев Ф.А
Составление технического задания	1	2.03	2.03	Чеканцева Л.В.
Изучение литературы, нормативных документов, составление литературного обзора	22	4.03	28.03	Воткеев Ф.А.
Изучение методики проведения экспериментов	7	30.03	6.04	Воткеев Ф.А
Знакомство с оборудованием для проведения экспериментов	5	6.04	10.04	Воткеев Ф.А
Проведение экспериментов	25	11.04	9.05	Воткеев Ф.А
Обработка результатов, оформление таблиц данных, графиков	14	5.05	20.05	Воткеев Ф.А
Обсуждение полученных результатов	7	8.05	15.05	Чеканцева Л.В. Воткеев Ф.А
Оформление выводов	11	12.05	23.05	Воткеев Ф.А
Оформление пояснительной записки	23	25.05	19.06	Воткеев Ф.А

Таблица 5.6 – Календарный план-график проведения работ в рамках ВКР

Вид работ	Исполнители	Т _к , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ														
			февр.		март			апр.			май			июнь			
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
Выбор направления исследований	Руководитель, бакалавр	1		■													
Составление технического задания	Руководитель	1			■												
Изучение литературы, нормативных документов, составление литературного обзора	Бакалавр	22			■	■	■	■									
Изучение методики проведения экспериментов	Бакалавр	7						■	■								
Знакомство с оборудованием для проведения экспериментов	Бакалавр	5						■	■								
Проведение экспериментов	Бакалавр	25						■	■	■	■	■					
Обработка результатов, оформление таблиц данных, графиков	Бакалавр	14								■	■	■	■				
Обсуждение полученных результатов	Руководитель, бакалавр	7										■	■	■			
Оформление выводов	Бакалавр	11											■	■	■		
Оформление пояснительной записки	Бакалавр	23												■	■	■	



- руководитель



- бакалавр

4.3 Бюджет научно-технического исследования

Расчет материальных затрат

Материальные затраты, необходимые для данной разработки, заносятся в таблицу 5.6.

Таблица 5.6 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (З _м), руб.
Образцы нефти	баррель	0,05	3165	158,25
Лабораторная посуда (пробирки)	шт.	500	2,3	1150
Предметное стекло	шт	250	1,31	327,5
Одноканальный механический дозатор переменного объема от 100 мкл до 1000 мкл	шт.	1	8000	8000
Одноканальный механический дозатор переменного объема от 1 мл до 10 мл	шт	1	8000	8000
Одноканальный механический дозатор переменного объема от 1 мкл до 10 мкл	шт	1	8000	8000
Дезэмульгатор ХПД-005Н	мл	50	16,67	833,5
Дезэмульгатор Интекс 1018	мл	50	26,7	1335
Дезэмульгатор Сепарол WF-41	мл	50	23,8	1190
Прочая канцелярия	шт.	1	1000	1000
Итого				29994,25

Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

Все расчеты по обслуживанию оборудования, имеющегося в организации, но используемого для каждого исполнения конкретной темы, сводятся в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Расчет бюджета затрат на спецоборудование для научных работ

Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Амортизационные отчисления, руб.
Модульный биологический микроскоп Olympus CX41	1	364 999	6700
Перемешивающее устройство ПЭ-6300	1	51 000	350
Экстрактор ПЭ-8000	1	33 550	0
Сушильный/сухожаровый шкаф FD-53	1	86 780	3000
Компьютер	1	35000	1000
Лицензированное ПО	2	11750	0
Итого			11050

Основная заработная плата исполнителей темы

Действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, рабочих дней (табл.5.8).

Таблица 5.8 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Бакалавр
Календарное число дней	366	366
Количество нерабочих дней	52	52
- выходные дни	14	14
- праздничные дни		
Потери рабочего времени		
- отпуск		
- невыходы по болезни	48	48
Действительный годовой фонд рабочего времени	252	252

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 5.9.

Таблица 5.9 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	Разряд	k_T	$Z_{ТС}$, руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m , руб	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель	2	1,2	14000	0,3	0,4	1,3	30940	1625	33,85	55011
Бакалавр	1	1	11000	0,3	0,4	1,3	24310	1277	32,8	41882
Итого $Z_{осн}$										96893

Аналогичным способом проводим расчет по другим исполнителям.

Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Расчет дополнительной заработной платы производится путем произведения основной заработной платы на коэффициент дополнительной заработной платы, который на стадии составляет от 0,12 до 0,15. Результаты расчета приведены в таблице 5.10.

Таблица 5.10 – Расчёт дополнительной заработной платы

Исполнители	$Z_{доп}$, рублей
Руководитель	6601
Бакалавр	5025
Итого, $Z_{доп}$	11626

Отчисления во внебюджетные фонды

Отчисления во внебюджетные фонды рекомендуется представлять в табличной форме (табл. 5.11).

Таблица 5.11 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Дополнительная заработная плата, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Руководитель проекта	55011	61523	54916	6601	7382	6589
Бакалавр	41882	50893	50752	5025	6107	6090
Итого:	96893	112416	105668	11626	14083	12679

Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30,2%
---	-------

Продолжение таблицы 5.11

Итого	
Исполнение 1	34726
Исполнение 2	40479
Исполнение 3	37871

Где Исп.1 – Лаборатория ТПУ, Исп.2 – «Башнефть», Исп.3 – «Татнефть».

Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии (табл. 5.12).

Величину коэффициента накладных расходов взять в размере 16%.

Таблица 5.12 – Накладные расходы

Наименование расходов	Стоимость расходов, рублей	Величина накладных расходов, рублей
Печать и ксерокопирование	500	80
Оплата услуг связи	2000	320
Оплата услуг электроэнергии	1500	240
Итого		640

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Таблица 5.13 – Расчет бюджета затрат

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Материальные затраты	29994	29994	29994
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	11050	13350	14800
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	96893	112416	105668
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	11626	14083	12679
5. Отчисления во внебюджетные фонды	34726	40479	37871
6. Накладные расходы	640	800	1500

7.Бюджет затрат проводимого исследования	184929	211122	202512
--	--------	--------	--------

Исп.1 – Лаборатория ТПУ, Исп.2 – «Башнефть», Исп.3 – «Татнефть»

Для объективности подсчетов было принято, что материальные затраты на проведение НТИ у всех трех организаций будут одинаковыми.

По полученным данным можно сделать вывод о том, что наибольшая стоимость проведения НТИ наблюдается у компании «Башнефть», а наименьшая в лаборатории ТПУ по всем показателям.

4.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии

Рассчитаем интегральный финансовый показатель по формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.1}} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (5.5),$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.1}}$ – интегральный финансовый показатель технологии;

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

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения технологии.

Сравниваются две подрядные организации, обеспечивающие проведение исследования, отличаются лишь суммы затрат, где 184929 рублей – затраты на научно техническое исследование в лаборатории ТПУ, 211122 – затраты на проведение исследование компанией «Башнефть», 202512 – затраты на проведение исследования компанией «Татнефть». Максимальная стоимость исполнения технологии - 211122 рубля.

$$I_{\text{исп.1}} = \frac{184929}{211122} = 0.88, \quad I_{\text{исп.2}} = \frac{202512}{211122} = 0.96$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности рассчитывается по формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (5.6)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го вариант исполнения технологии;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения технологии;

b_i – бальная оценка i -го варианта исполнения технологии.

Для расчета построим сравнительную оценку характеристик вариантов исполнения технологии в таблице 5.14.

Таблица 5.14 — Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения технологии

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

Где Исп.1 – Лаборатория ТПУ, Исп.2 – «Татнефть».

$$I_{p-исп1} = 5 \cdot 0,3 + 4 \cdot 0,15 + 2 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,2 + 3 \cdot 0,2 = 3,6.$$

$$I_{p-исп2} = 4 \cdot 0,3 + 2 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,2 + 2 \cdot 0,2 = 2,95;$$

Рассчитаем интегральный финансовый показатель по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп.1}}{I_{финр.1}}, \quad I_{исп.2} = \frac{I_{p-исп.2}}{I_{финр.2}} \quad (5.7)$$

$$I_{исп.1} = 3,6/0,88 = 4,09.$$

$$I_{исп.2} = 2,95/0,96 = 3,07;$$

Сравнительная эффективность проекта вычисляется по формуле:

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}} \quad (5.8)$$

$$\mathcal{E}_{ср} = 4,09/3,07 = 1,33.$$

Составим таблицу 5.15 сравнительной эффективности технологий.

Таблица 5.15 – Сравнительная эффективность технологии

№	Показатели	Исп. 1	Исп. 2
1	Интегральный финансовый показатель технологии	0,88	0,96
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности технологии	3,6	2,95
3	Интегральный показатель эффективности	4,09	3,07

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволило определить, что вариант решения (Исп 1- Лаборатория ТПУ), поставленной в бакалаврской работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности является наиболее приемлемым.

Полученная величина интегрального финансового показателя (Исп 1) = 0,88 наиболее удешевляет стоимость разработки. Также данное исполнение имеет наибольший интегральный показатель ресурсоэффективности (4,09).

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2Б7П	ФИО Воткееву Федору Андреевичу
-----------------------	--

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Анализ технологии обезвоживания нефти на установке подготовки нефти на А нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: химические технологии обезвоживания нефти Область применения: месторождения с высокой обводненностью нефти
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда.</p> <p>ГОСТ 12.1.007-76 "Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности".</p> <p>ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования;</p> <p>ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования;</p>
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Воздействие деэмульгатора и паров нефти, при неправильном хранении и несоблюдении правил работы с химическими реагентами. – Зрительное напряжение при работе за компьютером; – Отклонение показателей климата на открытом воздухе; – Недостаточная освещенность рабочей зоны; <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Электробезопасность на рабочем месте - Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: Выделение отравляющих веществ в атмосферный воздух

	<p>Гидросфера: Утилизация нефтяных отходов и химикатов в канализационные стоки.</p> <p>Литосфера: Загрязнение почвы химическими веществами, нефтью.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС: обрушение здания, пожар, аварии на коммунальных системах жизнеобеспечения населения</p> <p>Наиболее типичная ЧС: пожар</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Воткеев Федор Андреевич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Охрана труда – система обеспечения безопасности жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая правовые, социально-экономические, санитарно-гигиенические, психо-физические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия. Функциями охраны труда являются исследования санитарии и гигиены труда, проведение мероприятий по снижению влияния вредных факторов на организм работников в процессе труда. Основным методом охраны труда является использование техники безопасности [16].

В данном случае рассматривается химическая лаборатория, расположенная в 20 корпусе Томского Политехнического университета в аудитории 320а. Помещение имеет площадь 20 м², одну дверь, два окна, три компьютера, вытяжной шкаф, 5 рабочих мест. Также в ней находятся такие приборы, как измеритель плотности жидкостей вибрационный «ВИП-2м», автоматический анализатор фракционного состава «OptiDist», экстрактор ПЭ-8000, центрифуга лабораторная медицинская ОПн-8, модульный микроскоп OLIMPUS модели CX41, мешалка магнитная ММ-5, перемешивающее устройство ПЭ-6300 М.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Правила работы в химической лаборатории

Согласно статье 212 ТК РФ «Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда» Работодатель обязан обеспечить: безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве инструментов, сырья и материалов, создание и функционирование системы управления охраной труда, приобретение и выдачу за счет собственных средств специальной одежды, специальной обуви

и других средств индивидуальной защиты, смывающих и обезвреживающих средств, прошедших обязательную сертификацию или декларирование соответствия в установленном законодательством Российской Федерации, принятие мер по предотвращению аварийных ситуаций, сохранению жизни и здоровья работников при возникновении таких ситуаций, в том числе по оказанию пострадавшим первой помощи.

Согласно ГОСТ 12.1.007-76 "Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности" к работе в лаборатории физико-химических процессов допускаются сотрудники не моложе 18 лет, усвоивших принцип действия прибора, порядок работы на нем и правила эксплуатации, а также прошедшие медицинский осмотр и не имеющие медицинских противопоказаний, инструктаж на рабочем месте и показавшие удовлетворительные знания правил по электробезопасности с присвоением II квалификационной группы, сдавшие экзамен по химической безопасности экспертной комиссии института.

Запрещается выполнение тех видов работ, по которым не проводилось обучение безопасности труда.

При этом должны быть изучены:

- опасные моменты при проведении работ в лаборатории и способы их предупреждения;
- меры первой доврачебной помощи при отравлениях, ожогах и поражениях электрическим током и других несчастных случаях [17].

Для проведения лабораторных исследований, работы с микроскопом или за компьютером рабочее место должно соответствовать ГОСТ 12.2.032-78 и ГОСТ 12.2.033-77, согласно которым при выполнении работ сидя или стоя, например должна быть соблюдена площадь и высота рабочей поверхности.

5.2 Производственная безопасность

При выполнении работ на персональном компьютере (ПЭВМ) согласно «ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).

Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» могут иметь место следующие факторы, представленные в таблице 6.1:

Таблица 6.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разра ботка	Изгот овление	Эксп луатация	
1. Зрительное напряжение	+	+	+	СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы» [...]
2. Отклонение показателей микроклимата в закрытом помещении	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [...]
3. Недостаточная освещенность	+	+	+	СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение». Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 [...]
4. Нервно-психические перегрузки, монотонность трудового процесса		+	+	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) [...]
5. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

Деэмульгаторы представляют собой раствор ПАВ неионогенного типа с массовой долей не менее 20% в смеси метанола и ароматического растворителя. По степени воздействия на организм человека в соответствии с ГОСТ 12.1.007 деэмульгатор относится к 3 классу опасности (вещества умеренноопасные). Данная химическая продукция оказывает выраженное раздражающее действие на кожу и слизистые оболочки. Обладает общетоксическим, кожно-резорбтивным действиями. Могут развиваться аллергические реакции [19].

Величины предельно-допустимых концентраций (ПДК) рабочей зоны в соответствии с ГН 2.2.5.686 для метанола: ПДКр.з. - 5 мг/м³, ПДК а.в. - 1/0,5 мг/м³, ПДКр.х.в, - 0,1/3 мг/л. Для ароматического растворителя: ПДК р.з. - 50 мг/м³, ПДК рыб. хоз/ в. в - 0,25 мг/л.

Работа в лаборатории разрешается только при наличии исправной вытяжной вентиляции, спецодежды (халаты), средств индивидуальной защиты (перчатки, защитные очки), первичных средств пожаротушения (огнетушителя, асбестового полотна). Работы с ГЖ и ЛВЖ должны выполняться в вытяжных шкафах при включенной вентиляции.

Зрительное напряжение

Работа на ПК сопровождается постоянным и значительным напряжением функций зрительного анализатора. Одной из основных особенностей является иной принцип чтения информации, чем при обычном чтении. Чтобы снизить зрительное напряжение нужно соблюдать визуальные параметры экрана (таблица 6.2).

Таблица 6.2 – Допустимые визуальные параметры устройств отображения информации

Параметры	Допустимые значения
Яркость белого поля	Не менее 35 кд/кв.м
Неравномерность яркости рабочего поля	Не более $\pm 20\%$
Контрастность (для монохромного режима)	3:1
Пространственная нестабильность изображения (непреднамеренное изменение положения фрагментов изображения экрана)	Не более $2 \cdot 10L - 4L$, где L – расстояние наблюдения

Отклонение показателей микроклимата в помещении

Величины показателей микроклимата устанавливаются СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» [23]. В зависимости от категории нагрузки (работ), теплого или холодного периода года в помещениях должны поддерживаться определенные значения температуры воздуха, температуры поверхностей оборудования, относительной влажности и скорости движения воздуха. В настоящем проекте

принимаем категорию I-б, к которой относятся работы с интенсивностью энергозатрат 121-150 ккал/час, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторым физическим напряжением [23].

При обеспечении оптимальных и допустимых показателей микроклимата в холодный период следует применять средства защиты радиационного переохлаждения от окон, а в теплый период необходимо применять средства защиты от попадания прямых солнечных лучей (занавески).

Оптимальные параметры микроклимата, установленные СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» представлены в таблице 6.3:

Таблица 6.3 - Оптимальные и допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Оптимальные значения характеристик микроклимата				
Период года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	22 – 24	21 – 25	40 – 60	0,1
Теплый	23 – 25	22 – 26	40 – 60	0,1
Допустимые значения характеристик микроклимата				
Период года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	20 – 25	19 – 26	15 – 75	0,1
Теплый	21 – 28	20 – 29	15 – 75	0,1 – 0,2

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Недостаточная освещенность рабочей зоны помещения, оборудованной ПК, также является одной из причин нарушения зрительной функции, а также влияет на общее самочувствие и эффективность труда. Искусственное освещение в помещениях для эксплуатации ПК должно осуществляться системой общего равномерного освещения.

Нормируемые показатели естественного, искусственного и совмещенного освещения в соответствии с СанПиНом 2.2.1/2.1.1.1278-03 указаны в таблице 5 [22].

Таблица 6.4 - Нормируемые показатели естественного, искусственного и совмещенного освещения

Помещения	Рабочая Поверхность и плоскость нормирования КЕО и освещенности (Г-горизонтальная, В-вертикальная) и высота плоскости над полом, м	Естественное освещение		Совмещенное освещение	
		КЕО e_n , %		КЕО e_n , %	
		При верхнем или комбинированном освещении	При боковом освещении	При верхнем или комбинированном освещении	При боковом освещении
Кабинеты, рабочие комнаты, офисы, представительства	Г – 0,8	3,0	1,0	1,8	0,6
Помещения	Искусственное освещение				
	Освещенность, лк				
	При комбинированном освещении		При общем освещении	Показатель дискомфорта, М, не более	Коэффициент пульсации освещенности, K_p , %, не более
Всего	От общего				
Кабинеты, рабочие комнаты, офисы, представительства	400	200	300	40	15

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

Электробезопасность

Помещение физико-химической лаборатории в соответствии с правилами устройства электроустановок ПУЭ (издание 7) относится к помещению без повышенной опасности, т.к. влажность воздуха менее 75%, токопроводящая пыль, токопроводящие полы отсутствуют, возможность одновременного соприкосновения человека к имеющим соединение с землей металлоконструкциям с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования – с другой не представляются возможными.

Источниками опасного фактора при работе с проектом является лабораторное оборудование и персональный компьютер.

Степень воздействия увеличивается с ростом тока. Электрическое сопротивление тела человека и приложенное к нему напряжение, т.е. напряжение прикосновения, также влияют на исход поражения, так как они определяют значение тока, протекающего через тело человека [25].

Основные способы и средства электрозащиты:

Защитное заземление, защитное, электрическое разделение сетей, защитное отключение, средства индивидуальной электрозащиты, использование малых напряжений, ограждающие защитные, уравнивание потенциалов, предупредительная сигнализация

Пожаровзрыво безопасность

Согласно Нормам пожарной безопасности 105-03 рабочее помещение относится к категории В, т.к. в лаборатории имеются горючие газы и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть.

Таблица 6.5 - Пределы взрываемости веществ

Вещества	Нижний предел взрываемости, %	Верхний предел взрываемости, %
Метан	5,0	15
Бензины (различной марки)	От 0,76 до 1,48	От 4,96 до 8,12
Ацетилен	2,0	81,0
Сероводород	4,3	46
Водород	4,0	75,0
Окись углерода	12,5	74,0

Пожары в лаборатории представлены особой опасностью. Источниками зажигания могут быть:

Неисправности электропроводки, розеток и выключателей которые могут привести к короткому замыканию или пробое изоляции, использование поврежденных (неисправных) электроприборов, использование в помещении

электронагревательных приборов с открытыми нагревательными элементами, хранение в недозволенных местах легковоспламеняющихся и горючих материалов.

5.3 Экологическая безопасность

Состояние окружающей природной среды является одной из наиболее острых социально-экономических проблем, прямо или косвенно затрагивающих интересы каждого человека.

Создавая необходимые для своего существования продукты, отсутствующие в природе, человечество использует различные незамкнутые технологические процессы по превращению природных веществ. Конечные продукты и отходы этих процессов не являются в большинстве случаев сырьем для другого технологического цикла и теряются, загрязняя окружающую среду. Человечество преобразует живую и неживую природу значительно быстрее, чем происходит их эволюционное восстановление. Потребление нефти и газа несопоставимо, например, со скоростью их образования.

Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения

Лабораторные запасы реактивов должны храниться в специально оборудованных, хорошо вентилируемых, сухих помещениях (складах) согласно разработанной в лаборатории схеме размещения реактивов, отработанные реактивы необходимо сливать в отдельные склянки для последующей переработки или передачи в организации, занимающихся утилизацией химических веществ. Строго запрещается сливать концентрированные кислоты, щелочи, ядовитые и горючие вещества в канализацию.

Охрана атмосферы

Охрана воздушной среды в нефтяной промышленности проводится, в направлении борьбы с потерями нефти за счет уменьшения испарения ее при сборе, транспортировке, подготовке и хранении. Для этого проектируются

герметизированные системы сбора нефти и антикоррозионные наружные и внутренние покрытия трубопроводов и емкостей. В рабочих помещениях допускается хранить нелетучие, непожароопасные и малотоксичные твердые вещества и водные растворы, разбавленные кислоты и щелочи, в количествах, необходимых для анализов.

Охрана земельных ресурсов

В зависимости от интенсивности и продолжительности загрязнения почв и грунтов нефтепродуктами предусматривают техническую, химическую и биологическую рекультивацию.

Первая из них включает работы по очистке территории, планировке нарушенных участков и механической обработке почвы (рыхление, дискование) для искусственной аэрации ее верхних горизонтов и ускоренного выветривания загрязнителя.

Биологическая рекультивация включает внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав механическим способом.

Предотвращение аварийных разливов нефти и химических реагентов обеспечивается согласно ГОСТ 1510-84. «Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение», а также ГОСТ 3885-73 «Реактивы и особо чистые вещества. Правила приемки, отбор проб, фасовка, упаковка, маркировка, транспортирование и хранение».

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – это обстановка на определенной территории, которая сложилась в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей [31].

К возможным чрезвычайным ситуациям в химической лаборатории относят выделяют внезапное обрушение здания, аварии на коммунальных системах жизнеобеспечения населения, пожар, угроза пандемии.

С учетом специфики работы и наличием вычислительной техники в помещении наиболее вероятно возникновение пожара, под которым понимается вышедший из-под контроля процесс горения, обусловленный возгоранием вычислительной техники и угрожающий жизни и здоровью работников.

Причинами возгорания при работе с компьютером могут быть: токи короткого замыкания, неисправность устройства компьютера или электросетей, небрежность оператора при работе с компьютером, воспламенение ПК из-за перегрузки.

В связи с этим, согласно ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования», при работе с компьютером необходимо соблюдать следующие нормы пожарной безопасности:

- для предохранения сети от перегрузок запрещается одновременно подключать к сети количество потребителей, превышающих допустимую нагрузку;
- работы за компьютером проводить только при исправном состоянии оборудования, электропроводки;
- иметь средства для тушения пожара (огнетушитель);
- установить количество, размеры и соответствующее конструктивное исполнение эвакуационных путей и выходов;
- обеспечить возможность беспрепятственного движения людей по эвакуационным путям.

Прокладка всех видов кабелей в металлических газонаполненных трубах – отличный вариант для предотвращения возгорания. При появлении пожара, любой, увидевший пожар должен: незамедлительно заявить о данном в пожарную службу по телефонному номеру 01 или 112, заявить о происшествии и соблюдать покой.

В случае возникновения пожара в здании автоматически срабатывают датчики пожаротушения, и звуковая система оповещает всех сотрудников о немедленной эвакуации из здания и направляются на выход в соответствии с

планом эвакуации при пожарах и других ЧС. В кабинете этаже находится огнетушитель, а на этаже два эвакуационных выхода.

Вывод по разделу

В разделе социальной ответственности были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности персонала в условиях работы в химической лаборатории.

Для уменьшения вредных и опасных факторов, связанных с работой с химическими реагентами, были рассмотрены основные вредные и опасные факторы, которые могут возникать во время выполнения работ за компьютером, а также на лабораторных установках, и предложены решения по уменьшению неблагоприятного воздействия.

Охрана труда – система обеспечения безопасности жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая правовые, социально-экономические, санитарно-гигиенические, психо-физические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия. Функциями охраны труда являются исследования санитарии и гигиены труда, проведение мероприятий по снижению влияния вредных факторов на организм работников в процессе труда. Основным методом охраны труда является использование техники безопасности [1].

В данном случае рассматривается химическая лаборатория, расположенная в 20 корпусе Томского Политехнического университета в аудитории 320а. Помещение имеет площадь 20 м², одну дверь, два окна, три компьютера, вытяжной шкаф, 5 рабочих мест. Также в ней находятся такие приборы, как измеритель плотности жидкостей вибрационный «ВИП-2м», автоматический анализатор фракционного состава «OptiDist», экстрактор ПЭ-8000, центрифуга лабораторная медицинская ОПн-8, модульный микроскоп OLIMPUS модели CX41, мешалка магнитная ММ-5, перемешивающее устройство ПЭ-6300 М.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе был проведен анализ современных технологий обезвоживания нефти, а также рассмотрены основные причины возникновения эмульсий и их устойчивости, проведены испытания трех деэмульгаторов марок ХПД 005, Интекс 1018 и Сепарол WF-41. В ходе исследования удалось получить четкие фотографии микроструктуры эмульсий с помощью оптического микроскопа. С помощью специальной программы, на полученных изображениях были проведены прямые измерения диаметра глобул воды в эмульсии, а также статистическая обработка результатов измерений, по результатам которой были построены дифференциальные кривые распределения капель воды по размерам.

Для нахождения наиболее эффективного реагента рассчитан коэффициент эффективности Кд, находящийся как отношение выделившейся воды к общему содержанию воды в нефти. Для более объективной оценки эффективности деэмульгаторов, использовались различные их концентрации, благодаря чему удалось определить его оптимальное количество, при котором произошло максимальное отделение воды из эмульсии.

Основываясь на данных, полученных в ходе проведенных лабораторных исследований, сделан вывод, что наилучшие результаты показал деэмульгатор ХПД 005Н при концентрации 50 г/т.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ю.В. Антипин, М.Д. Валеев, А.Ш. Сыртланов. Предотвращение осложнений при добыче обводненной нефти.- Уфа: Башк. кн. изд-во, 1987.-168 с., ил.
2. Вторая индустриализация России URL: <https://xn--80aaafitebbc3auk2aepkhr3ewjpa.xn--p1ai/emulsiya-svoystva-i-harakteristiki-tipyi-poluchenie-i-razrushenie/> (дата обращения: 24.09.2020).
3. Ю.Г.Фролов. Курс коллоидной химии. Поверхностные явления и дисперсные системы. М.,Альянс,2004
4. Р.З. Сафиева, Л.А. Магадова, Л.З. Климова, О.А. Борисова. Физико- химические свойства нефтяных дисперсных систем. Под ред. проф. В.Н. Кошелева – М.: Изд. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001. - 60 с
5. Новиков М.А. Структурные особенности природных водонефтяных эмульсий: дис.. . . магистра техники и технологии: 55.36.00, 55.36.09 / Михаил Александрович Новиков. - г. Москва: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2007. - 85с
6. Байков Н.М., Позднышев Г.Н., Мансуров Р.И. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды. -М.: Недра, 1981.
7. Большая энциклопедия нефти и газа URL: <https://www.ngpedia.ru/id367029p1.html> (дата обращения: 27.09.2020).
8. Добыча нефти и газа URL: <http://oilloot.ru/80-dobycha-i-promyslovaya-podgotovka-nefti/504-obrazovanie-emulsij-i-ikh-klassifikatsiya> (дата обращения: 24.09.2020).
9. Воюцкий с.с. Курс коллоидной химии – 2-е изд., перераб. и доп.– м.: химия, 1975.
10. Тронов В.П. Разрушение эмульсии при добыче нефти. – М., 1974
11. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. - 978-5-8044-1246-4 изд. - Владивосток: Дальнаука, 2011. - 288 с.

12. Паспорт безопасности химической продукции: деэмульгатор ХПД-001 по ТУ 2458-001-69415476-2013.-Производство ООО «Когалымский завод химреагентов».
13. Волков А.А., Балашова В.Д., Коновальчук О.Ю. К вопросу разрушения стабильных водонефтяных эмульсий//Нефтепромысловое дело. – 2013. – №5. – С. 40-42.
14. Ермаков С.А. Прогнозирование технологических показателей подготовки нефти в зависимости от свойств продукции, поступающей на установку подготовки // Нефтегазовое дело. – 2007. – № 5. – С. 102–118.
15. Зырянов М.С., Фомичев Е.В., Л.В. Чеканцева. Исследование воздействия магнитного поля на реологические характеристики водонефтяной эмульсии//Сборник трудов – Томск, 2020. – С. 230-232.
16. ГОСТ 12.0.230-2007 ССБТ. Системы управления охраной труда. Общие требования.
17. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. Безопасность жизнедеятельности: Учеб.-метод. пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 145 с.
18. Инструкция по охране труда при выполнении работ в лаборатории физико-химических процессов в нефтегазодобыче. НИ ТПУ, Томск, 2016.
19. Паспорт безопасности химической продукции: деэмульгатор ХПД-001 по ТУ 2458-001-69415476-2013.-Производство ООО «Когалымский завод химреагентов».
20. ГОСТ 12.1.003-83 (СТ СЭВ 1930-79). Шум. Общие требования безопасности.
21. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
22. ГОСТ 12.1.003-89. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
23. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
24. СНиП 23-05-95. Строительные нормы и правила. Нормы проектирования. Естественное и искусственное освещение

25. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
26. ГОСТ 12.1.029-80. Средства и методы защиты от шума. Классификация.
27. СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах
28. Удилов В.П. Технология формирования и управления системой обеспечения пожарной безопасности в крупных региональных образованиях : дисс. д.т.н.: Иркутск, 2003. 378 с. РГБ ОД, 71:05-5/172.
29. Федеральный закон от 21.12.1994 № 69-ФЗ "О пожарной безопасности" // СЗ РФ. 26.12.1994. N 35. Ст. 3649.
30. Охрана недр и окружающей среды [Электронный ресурс] URL: <http://www.gstar.ru/files/oilsafety.pdf>
31. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. Безопасность жизнедеятельности: Учеб.-метод. пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 145 с.
32. Постановление правительства РФ от 21 августа 2000 года (в редакции от 15 апреля 2002 года) «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов»