

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
ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ОБЕЗВОЖИВАНИЯ НЕФТИ НА УСТАНОВКЕ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ «Н» НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

УДК 622.276.8:665.622.4(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Таранюк Вероника Михайловна		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Федорчук Юрий Митрофанович	Д.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2021 г.

Планируемые результаты обучения

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов, а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

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

_____ Ю. А. Максимова
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б73Т	Таранюк Вероника Михайловна

Тема работы:

Оптимизация технологического процесса обезвоживания нефти на установке подготовки нефти «Н» нефтегазоконденсатного месторождении (Красноярский край)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№110-31/с от 20.04.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Изучение нормативной документации, общих сведений об эмульсиях, процессах ее образования, а также методов разрушения эмульсии. Обзор литературных источников по использованию химических реагентов-деэмульгаторов для разрушения водонефтяной эмульсии.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент ОСГН ШБИП ТПУ, к.э.н, Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Профессор ТПУ, д.т.н., Федорчук Юрий Митрофанович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Общие сведения о водонефтяных эмульсиях и технологии подготовки нефти	
Объект и методы исследования	
Расчетно-экспериментальная часть	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

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

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Таранюк Вероника Михайловна		

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

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
...	Введение	
...	Общие сведения о водонефтяных эмульсиях и технологии подготовки нефти	
	Объект и методы исследования	
	Расчетно-экспериментальная часть	
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
	Социальная ответственность	

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			

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 94 страниц, в том числе 20 рисунков, 30 таблиц. Список литературы включает 39 источников.

Ключевые слова: нефть, деэмульгатор, водонефтяная эмульсия, подготовка нефти, обезвоживание.

Объектом исследования является технология разделения водонефтяных эмульсий на «Н» нефтегазоконденсатного месторождении.

Целью данной выпускной квалификационной работы является оценка эффективности воздействия деэмульгаторов на процесс разрушения водонефтяной эмульсии.

В процессе выпускной квалификационной работе были изучены понятие нефтяной эмульсии и причины ее образования. Проводились лабораторные испытания деэмульгатора, дозирования деэмульгатора и наблюдения за ходом испытаний с фиксированием результатов через определенные промежутки времени.

Степень внедрения проводится на основании полученных результатов. В связи с чем сделаны выводы об опытных промышленных испытаниях.

Область применения заключается в маловязкой, малосернистой и парафинистой нефти на «Н» нефтегазоконденсатного месторождения, а также процессы обезвоживания путем применения деэмульгаторов.

Значимость работы заключается в возможности применения результатов исследования при выборе деэмульгатора для дальнейших промышленных испытаний.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

БЕ – буферные емкости

ВС – входной сепаратор двухфазный

ГКС – газокompрессорная станция

ГС – газовый сепаратор

ДЭ – деэмульгатор

КСУ – концевая сепарационная установка

ОПИ – опытно-промышленные (промысловые) испытания

ПАВ – поверхностно–активное вещество

ПСП – приемо-сдаточный пункт

ПТБ – печь трубчатая блочная

РВС – резервуар вертикальный стальной

СИЗ – средства индивидуальной защиты

СИКГ – система измерения количества газа.

СИКН – система измерения количества и показателей качества нефти

ТО – теплообменный блок.

ТФС – трёхфазный сепаратор

УПН – установки подготовки нефти

ЭДГ – электродегидратор

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЯХ И ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ.....	10
1.1 Понятие о нефтяных эмульсиях	11
1.2 Эмульсия.....	12
1.3 Физико-химические свойства нефтяных эмульсий.....	15
1.4 Причины образования и свойства водонефтяных эмульсий.....	17
1.5 Устойчивость эмульсий	19
1.6 Методы разделения стойких эмульсий	22
2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	28
2.1 Общие сведения о месторождении.....	28
2.2 Описание технологического процесса ЦППН УПН-2	30
2.3 Физико-химические свойства флюидов	34
3 РАСЧЕТНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	36
3.1 Оборудование для проведения лабораторных испытаний.....	38
3.2 Методика лабораторных испытаний деэмульгаторов	41
3.3 Лабораторные испытания деэмульгаторов	43
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	51
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	52
4.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	52
4.2 Анализ конкурентных технических решений.....	53
4.3 SWOT-анализ.....	54
4.4. Планирование исследовательских работ в рамках ВКР.....	56
4.4.1 Структура научно-исследовательских работ	56

4.4.2	Определение трудоемкости работ и выполнения работ	57
4.4.3	Разработка графика проведения научного исследования.....	58
4.5	Бюджет научно-технического исследования (НТИ).....	60
4.5.1	Расчет материальных работ	60
4.5.2	Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ.....	62
4.5.3	Основная заработная плата исполнителей	62
4.5.4	Дополнительная заработная плата исполнителей системы	64
4.5.5	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	65
4.5.6	Накладные расходы	65
4.5.7	Формирование бюджета затрат исследовательского проекта.....	66
4.6	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	66
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	71
5.1	Производственная безопасность.....	71
5.1.1	Отклонение показателей микроклимата в помещении.....	71
5.1.2	Превышение уровней шума	73
5.1.3	Повышенный уровень электромагнитных излучений	74
5.1.4	Поражение электрическим током	75
5.1.5	Освещение на рабочем месте.....	77
5.1.6	Пожарная опасность	82
5.2	Экологическая безопасность.....	84
5.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	87
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	90
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	91

ВВЕДЕНИЕ

Основная проблема в развитии при разработке месторождений является подготовка добываемой продукции, которая должна соответствовать согласно требованиям товарной продукции. Проблема обезвоживания обусловлена высокой устойчивостью водонефтяных эмульсий, которые образуются при совместном движении нефти и воды. Поэтому необходимо обезвоживать извлеченную нефть и делать это как можно раньше, чтобы предотвратить старение нефтяной эмульсии.

В настоящее время на «Н» нефтегазоконденсатного месторождении продукция имеет среднюю обводненность 20%, и для получения товарной нефти, соответствующей ГОСТ Р 51858-2002 необходимо применение химических реагентов–деэмульгаторов.

Деэмульгаторы – это реагенты, используемый для разрушения эмульсий. Эффективность применяемого деэмульгатора является основным фактором при решении проблем сбора и подготовки нефти на месторождении. В настоящее время ассортимент современных деэмульгаторов очень велик. Но все же зачастую невозможно достичь требуемой глубины обезвоживания в системе сбора продукции нефтяных скважин и в технологических процессах подготовки.

Поскольку нефть различных месторождений имеет различные физико-химические характеристики, невозможно подобрать универсальный реагент, способный эффективно отделять воду от нефти. В связи с этим актуальной задачей на сегодняшний день является выбор типа деэмульгатора

В данной работе был проведен выбор наиболее оптимального деэмульгатора и подбор минимального, но эффективного расхода для совершенствования процесса обезвоживания и обессоливания и соответствующего технологическим требованиям предприятия.

Методика выбора реагента и расчета эффективной дозировки может быть использована на аналогичных установках подготовки нефти

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЯХ И ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

1.1 Понятие о нефтяных эмульсиях

Подготовка нефти на нефтепромыслах занимает промежуточное положение между основными процессами, связанными с добычей, сбором и транспортировкой товарной нефти потребителю: нефтеперерабатывающим предприятием или на экспорт. За счет того, как подготовлена нефть в районах её добычи, зависят эффективность и надёжность работы магистрального трубопроводного транспорта. Перекачка вместе с нефтью даже 1–2% балласта (в виде эмульгированных глобул воды и частиц механических примесей) способствует более интенсивному коррозионному износу насосного оборудования, снижает пропускную способность трубопроводов и повышает опасность их порывов [1].

Более высокое содержание воды в нефти ухудшает качество получаемых из неё продуктов, создаёт проблемы борьбы с коррозией, закупоркой теплообменной и нефтеперегонной аппаратуры. Большинство месторождения страны переходит в позднюю стадию разработки, что сопровождается их повышенной обводненностью. На современном этапе для поддержания пластового давления на месторождениях России закачивается более 1 млрд. м³ воды, которая через определенный промежуток времени попадает в продуктивные горизонты [2].

Длительная эксплуатация нефтяных месторождений и заводнение нефтеносных пластов приводит к образованию стойких водонефтяных эмульсий, что вызывает более интенсивное осадкообразование, повышает температуру застывания нефти, увеличивает ее вязкость [3].

Задача разрушения водонефтяных эмульсий и эффективного обезвоживания нефти на промыслах остается актуальной и требует экспериментальных исследований в этой области.

1.2 Эмульсия

При добыче и переработке нефть дважды смешивается с водой, образуя эмульсии: при выходе с большой скоростью из скважины вместе с сопутствующей ей пластовой водой и в процессе обессоливания, а именно промывкой пресной водой для удаления хлористых солей.

Нефтяные эмульсии — это механическая смесь нефти и пластовой воды, нерастворимых друг в друге и находящихся в мелкодисперсном состоянии.

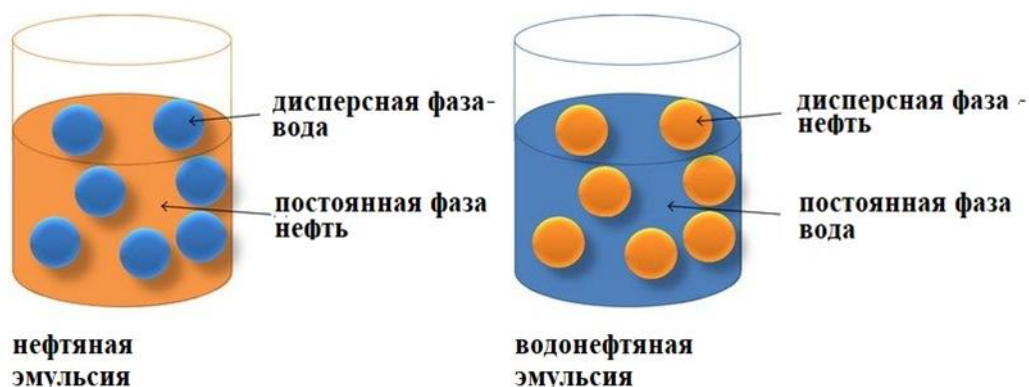
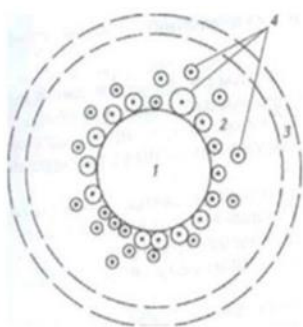


Рисунок 1 – Дисперсные системы

Эмульсией называется дисперсная система, находящийся из двух жидких фаз. Является что одна жидкость (внутренняя фаза) содержится в другой (внешней фазе) во взвешенном состоянии в виде количества микроскопических капель (глобул).



1.- глобула воды; 2 – бронирующий слой; 3 – дисперсионная среда – нефть;
4 – сложные структурные единицы – ассоциаты асфальтенов, твердых парафинов, механические примеси, окруженные сольватными оболочками

Рисунок 2 – Сложная структура водонефтяной эмульсии

Глобулы воды имеют сферическую форму, так как сфера обладает наименьшей поверхностью при данном объеме. Бронирующий слой представляет собой совокупность природных эмульгаторов, которые находятся в ассоциативном состоянии в силу межмолекулярных взаимодействий между высокомолекулярными соединениями и окружены адсорбционными слоями из смол, полициклических гетероароматических соединений [4].

Жидкость, в которой распределены глобулы, называются дисперсной средой, а вторая жидкость, распределенная в дисперсной среде – дисперсной фазой. При образовании эмульсии увеличивается поверхность дисперсной фазы, поэтому для осуществления процесса эмульгирования должна быть затрачена определенная работа, которая концентрируется на поверхности раздела фаз в виде свободной поверхностной энергии. Энергия, затраченная на образование единицы межфазной поверхности, называется поверхностным (межфазным) натяжением. Глобулы дисперсной фазы имеют сферическую форму, так как такая форма имеет наименьшую поверхность и наименьшую свободную энергию для данного объема [5].

По дисперсности нефтяные дисперсные системы можно разделить на грубодисперсные и высокодисперсные. К высокодисперсным, коллоидно-дисперсным системам, относятся нефтяные системы, которые содержат частицы с размерами от нескольких нанометров до долей микрона, при этом удельная межфазная поверхность может быть тысячи квадратных метров на один грамм дисперсной фазы [6].

Важно различать две фазы в эмульсии – дисперсная и непрерывная фазы. Непрерывной фазой является жидкость, в которой диспергируют очень маленькие капельки другой жидкости. Дисперсная фаза – это жидкость, которая рассеивается в виде мелких капель в непрерывной фазе.

По характеру дисперсионной среды и дисперсной фазы различают два основных типа эмульсий:

1. Прямой это когда нефть размещается в виде мелких капелек в воде. Такие прямые эмульсии называются «нефть в воде» и обозначаются Н/В.

2. Обратный это когда вода размещается в виде мелких капелек нефти. Такие обратные эмульсии называются «вода в нефти» и обозначаются В/Н.

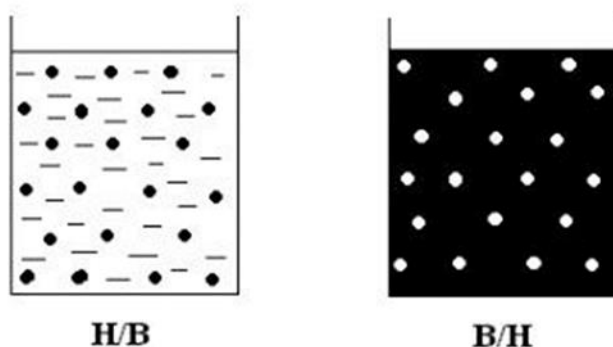


Рисунок 3 – Типы эмульсии

Н/В – нефть в воде, эмульсия прямого типа; В/Н – вода в нефти, эмульсия обратного типа [7].

Помимо прямой и обратной эмульсии существует и множественная эмульсия. Это когда в крупных каплях воды могут находиться мелкие глобулы нефти, или в крупных каплях нефти могут находиться мелкие глобулы воды. Дисперсная фаза сама является эмульсией, и может быть, как прямого, так и обратного типа. Такие эмульсии обычно имеют повышенное содержание механических примесей. Они образуются в процессе деэмульсации нефти и очистки сточных вод на границе раздела фаз нефть–вода и составляют основу так называемых ловушечных нефтей, чрезвычайно плохо разрушаемых известными методами. Поэтому в настоящее время актуальна разработка эффективных методов разрушения множественных нефтяных эмульсий.

Тип образующейся эмульсии в основном зависит от соотношения объемов двух фаз. Непрерывная фаза является жидкостью с большим объемом. На практике наиболее часто известны эмульсии обратного типа.

Тип эмульсии устанавливается по свойствам ее дисперсионной среды. Эмульсии типа Н/В (вода – внешняя фаза) смешиваются с водой в любых соотношениях и обладают высокой электропроводностью. Эмульсии В/Н

смешиваются только с углеводородной жидкостью и не обладают заметной электропроводностью. Тип эмульсий в разбавленных эмульсиях определяется чаще всего объемным соотношением фаз – дисперсную фазу образует вещество, находящееся в системе в меньшем количестве [8].

Особенностью промышленных эмульсий является то, что в них ещё содержатся механические частицы и пузырьки газа различного размера. Основными условиями образования нефтяных эмульсий являются:

- турбулентность движения скважинной продукции в трубах, установках, оборудовании;

- наличие в скважинной продукции поверхностно-активных веществ и взвешенных частиц, называемых в данном случае природными эмульгаторами.

Существенное влияние на образование эмульсий оказывают также следующие факторы:

- состав и свойства жидкостей, образующих эмульсию, разгазирование нефти, температурный режим.

Нефтяные эмульсии могут быть устойчивыми (медленно разрушающимися) и неустойчивыми (быстро разрушающимися). Устойчивые эмульсии требуют значительно больших затрат на подготовку нефти до товарных кондиций [9].

1.3 Физико-химические свойства нефтяных эмульсий

Для правильного выбора метода разрушения нефтяных эмульсий важно знание их основных физико-химических свойств. К основным физико-химическим свойствам относят дисперсность, вязкость, плотность, электрические свойства, устойчивость.

Дисперсность – это степень раздробленности дисперсной фазы в дисперсионной среде. Дисперсность характеризуется тремя величинами: диаметром капелек d , удельной поверхностью дисперсной фазы $S_{уд}$ и обратной величиной диаметра капельки, называемой обычно дисперсностью D :

$$S_{уд.} = \frac{S}{V}$$

Отношение суммарной поверхности капелек к общему их объему (при диспергировании – поверхность S увеличивается, а объем системы V не изменяется):

$$S_{уд.} = \frac{1}{d}$$

где:

d – диаметр капли.

Основными параметрами, определяющими степень дисперсности эмульсии или размер капелек воды в нефти, являются скорость потока, величина поверхностного натяжения на границе раздела фаз, частота и амплитуда пульсаций [10].

Важным параметром при проектировании промысловых трубопроводов и при выборе отстойной аппаратуры режима ее работы является вязкость. Так как она влияет на коалесценцию капель воды. При увеличении вязкости нефти устойчивость к случайным движениям капель воды становится больше. Как видим капли не передвигаются быстро или далеко. Это уменьшает энергию и частоту столкновений капель и отрицательно влияет на процесс коалесценции [11].

Одним из важных параметров эмульсии является плотность. Так как она зависит от плотности нефти и пластовой воды, которые образуют эмульсии и их объемное процентное содержания. Плотность снижается при увеличении температуры эмульсии.

Электрические свойства нефтяной эмульсии зависят не только от количества содержащейся воды и степени ее дисперсности, но и от количества растворенных в этой воде солей и кислот.

Устойчивостью называется способность в течение определенного времени не разделяться на нефть и воду. Это очень важный показатель для

нефтяных эмульсий, он в значительной степени определяет выбор технологии их дальнейшей обработки, а также глубину отделения водной фазы от нефти. Устойчивость зависит от заряда на поверхности капель воды, образующего за счёт их движения двойной электрический слой, защищающий эти капли от слипания подобно адсорбционным оболочкам. Капли, имеющие на своей поверхности одинаковые заряды, будут взаимно отталкиваться. Чем выше температура, тем менее устойчива нефтяная эмульсия. Эмульсии способны "стареть", а именно повышать свою устойчивость со временем. Процесс «старения» нефтяных эмульсий в начальный период происходит весьма интенсивно, затем постепенно замедляется и часто уже через сутки прекращается. Свежие эмульсии легче поддаются разрушению и поэтому обезвоживание и обессоливание нефтей необходимо проводить на промыслах [12].

1.4 Причины образования и свойства водонефтяных эмульсий

Вода в нефти появляется в результате поступления к скважине пластовой воды или воды, закачиваемой в пласт с целью поддержания давления.

При движении нефти и пластовой воды по стволу скважины и нефтесборным трубопроводам происходит их взаимное перемешивание и дробление. Процесс дробления одной жидкости в другой называют диспергированием. В результате диспергирования одной жидкости в другой образуются эмульсии.

Поскольку водонефтяная эмульсия является неустойчивой системой, тяготеющей к образованию минимальной поверхности раздела фаз, то естественно ожидать наличие у нее склонности к расслоению. Тем не менее, 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, которые способствуют агрегативной устойчивости 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 эмульгированной воды [13].

Содержащиеся в нефти асфальтены, смолы, нафтены и парафины, являющиеся природными поверхностно-активными веществами (ПАВ), относят к естественным стабилизаторам эмульсий [14].

Устойчивость большинства нефтяных эмульсий типа "вода в нефти" возрастает со временем. 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. Чтобы объединить глобулы 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.

Основные характеристики нефтяных эмульсий включают степень разрушения за определенный период времени, эффективную (в ряде случаев структурную) вязкость, средний поверхностно-объемный диаметр 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 $\Delta\rho$, а также отношению суммарного содержания асфальтенов (а) и смол (с) к содержанию парафинов (n) в нефти $(a+c)/n$. Последний показатель предопределяет способ деэмульгирования нефтяных эмульсий. Показатель $\Delta\rho$ соответствует движущей силе гравитационного отстаивания. Оба показателя являются качественными характеристиками эмульсий и позволяют разделять их на группы.

В зависимости от соотношения плотностей воды и нефти эмульсии классифицируют:

трудно расслаиваемые ($\Delta\rho = 0,200-0,250$ г/см³), расслаиваемые ($\Delta\rho = 0,250-0,300$ г/см³), легко расслаиваемые ($\Delta\rho = 0,300-0,350$ г/см³).

По показателю $(a+c)/n$ нефти подразделяют на смешанные ($(a+c)/n = 0,951-1,400$), смолистые ($(a+c)/n = 2,759-3,888$) и высокосмолистые ($(a+c)/n = 4,774-7,789$) [15].

1.5 Устойчивость эмульсий

Для нефтяных эмульсий главным показателем является их устойчивость, т.е. способность в течение определенного времени не разрушаться и не разделяться на две несмешивающиеся фазы. Различают кинематическую и агрегативную устойчивость.

Кинематическая устойчивость – это способность эмульсионной системы противостоять оседанию или всплытию частиц (глобул) дисперсной фазы под действием сил тяжести.

$$K_y = \frac{1}{V} = \frac{9\nu}{2(\rho_B - \rho_H)r^2g}$$

где:

V – скорость оседания (или всплытия) частиц дисперсной фазы радиусом r ;

$\rho_B - \rho_H$ – разность плотностей дисперсной фазы и дисперсионной среды, кг/м³;

ν – кинематическая вязкость, м²/с;

g – ускорение свободного падения, м/с².

С термодинамической точки зрения нефтяные эмульсии принадлежат к неустойчивым системам, которые все время стремятся достигнуть состояния равновесия. Агрегативная устойчивость эмульсий измеряется временем их осуществления и для разных нефтяных эмульсий колеблется от нескольких секунд до многих лет. Установлено, что агрегативная устойчивость эмульсии является кинетическим понятием, т.к. удельная свободная межфазная энергия системы определяется средней кинетической энергией теплового движения, а не минимумом термодинамического потенциала. Устойчивость эмульсии определяется временем ее существования τ (По Ребиндеру):

$$\tau = H^* \nu, \text{ сек}$$

где:

H – высота столба эмульсии, см;

ν – средняя линейная скорость самопроизвольного расслоения системы, см/сек.

Самопроизвольные процессы в таких системах являются односторонними, и устойчивое состояние соответствует полной коалесценции и расслоению системы на две объемные с минимальной поверхностью раздела. При смешении нефти с водой возможно образование эмульсии двух типов: вода

в нефти (В/Н) и нефть в воде (Н/В). Способность двух взаимно нерастворяющихся жидкостей образовывать эмульсии того или иного типа предложено характеризовать величиной:

$$\gamma = \frac{\tau_B}{\tau_H} = \frac{V_B}{V_H}$$

С увеличением показателя γ возрастает способность к образованию эмульсий типа В/Н, а с уменьшением – к образованию эмульсий типа Н/В. Соотношение времени жизни капель нефти τ_H и воды τ_B на границе раздела фаз является мерой способности системы к обращению фаз, определяющей выживание эмульсии первого или второго типа. В условиях образования нефтяных эмульсий при добыче и обессоливании нефти на границе раздела нефть – вода могут существовать более продолжительное время капли воды ($\tau_B > \tau_H$), поэтому образуется эмульсия типа В/Н. Наиболее важным фактором, определяющим устойчивость нефтяных эмульсий, является образование на поверхности капелек воды адсорбционно-сольватных слоев и повышение их структурно-механических свойств. От концентрации эмульгаторов – стабилизаторов эмульсии в нефти и их состава главным образом зависит устойчивость образующихся нефтяных эмульсий. Установлено, что элементарная устойчивость τ эмульсии возрастает с увеличением концентрации стабилизаторов до насыщения адсорбционного слоя или до достижения оптимальных структурно-механических свойств слоя.

П.А. Ребиндер пришел к выводу, что стабилизацию нефтяных эмульсий обеспечивают:

1. Сильно поверхностно-активные вещества, например, нафтеновые и жирные кислоты, низшие смолы; эти вещества способствуют интенсивному диспергированию системы, при адсорбции на границе фаз создают неструктурированные молекулярные слои;

2. Вещества со слабыми поверхностно–активными свойствами, асфальтены, асфальтогеновые кислоты и ангидриды, высшие смолы; эти соединения образуют структурированные слои, которые обеспечивают высокую стабилизацию эмульсий;

3. Твердые вещества минерального и органического характера; благодаря их избирательному смачиванию фазами прилипают к дисперсионным каплям и образуют прочные бронированные слои; частицы твердых эмульгаторов должны быть значительно меньше капелек воды.

Образование на глобулах воды стабилизирующих адсорбционных слоев со структурно-механическими свойствами препятствуют их коалесценции при столкновении. Состав и строение этих слоев весьма разнообразны и зависят от состава нефти и содержания в ней диспергированных частиц. Кроме того, важно также содержание в пластовой воде, сопутствующей нефти, растворенных и диспергированных веществ и кислотность воды. Для исследования свойств и состава природных эмульгаторов предпринимались попытки непосредственно выделить их из нефтяных эмульсий и исследовать их состав [16].

1.6 Методы разделения стойких эмульсий

Одной из главных задач, при проведении различных технологических операций в нефтегазовой промышленности, является разрушение водонефтяных эмульсий, поскольку образование эмульсий ведет к росту давления жидкости в системах сбора нефти и газа, влечет за собой порывы трубопроводов, затрудняются сепарация газа и предварительный сброс воды.

Эмульсии поступающие на установку подготовки нефти (УПН) должны подходить подготовленными к расслоению (агрегативно неустойчивыми). Расслоение нефтяных эмульсий направлено на разрушение на поверхности капель дисперсных фаз структурно–механических барьеров [17].

Чтобы разрушить гидрофобную нефтяную эмульсию достаточно промыть ее через столб воды по возможности того же состава, что и вода эмульсии (например, через подсоленную воду, так как эмульсионные воды обычно солонны), но с тем непрерывным условием, чтобы эмульсионная нефть проходила сквозь воду в виде распыла или виде пленки для того, чтобы эмульсионные глобулы могли войти в соприкосновение с водной средой. Нагрев эмульсий (вода–нефть) сам по себе уменьшает стойкость пленки, а добавка к воде деэмульгатора окончательно уже ее разрушает [18].

Проблема деэмульгирования в промышленности не менее важна, чем проблема получения эмульсии. Деэмульгирование лежит в основе многих технологических процессов: производства масла и сливок из молока, каучуков из латексов, обезвоживание сырой нефти, очистка сточных вод и другие процессы.

Разрушение эмульсий достигается двумя путями:

1. Седиментация на объектах не происходит полного разрушения эмульсии, а образуются две эмульсии, одна из которых богаче дисперсной фазой. Капля радиусом r и плотностью ρ будет всплывать в более тяжелой жидкости с плотностью ρ_0 и вязкостью η со скоростью $U_{\text{сед}}$ по уравнению Стокса:

$$U_{\text{сед}} = \frac{2gr^2(\rho - \rho_0)}{9\eta}$$

При $\rho > \rho_0$ капля опустится на дно под действием силы тяжести. Таким образом, осаждение капель в эмульсии – следствие образования больших капель и большого различия в плотностях жидкостей. Для ускорения процесса применяют центрифугирование.

2. Коалесценция – полное разрушение эмульсии с выделением компонентов в чистом виде. Процесс происходит в две стадии:

- флокуляция. Капли дисперсной фазы образуют агрегаты, легко распадающиеся при слабом перемешивании;

- собственно коалесценция. Капли в агрегате сливаются в одну большую каплю. Процесс необратим, так как для разрушения больших капель на малые и воссоздания эмульсии требуется сильное перемешивание [19].

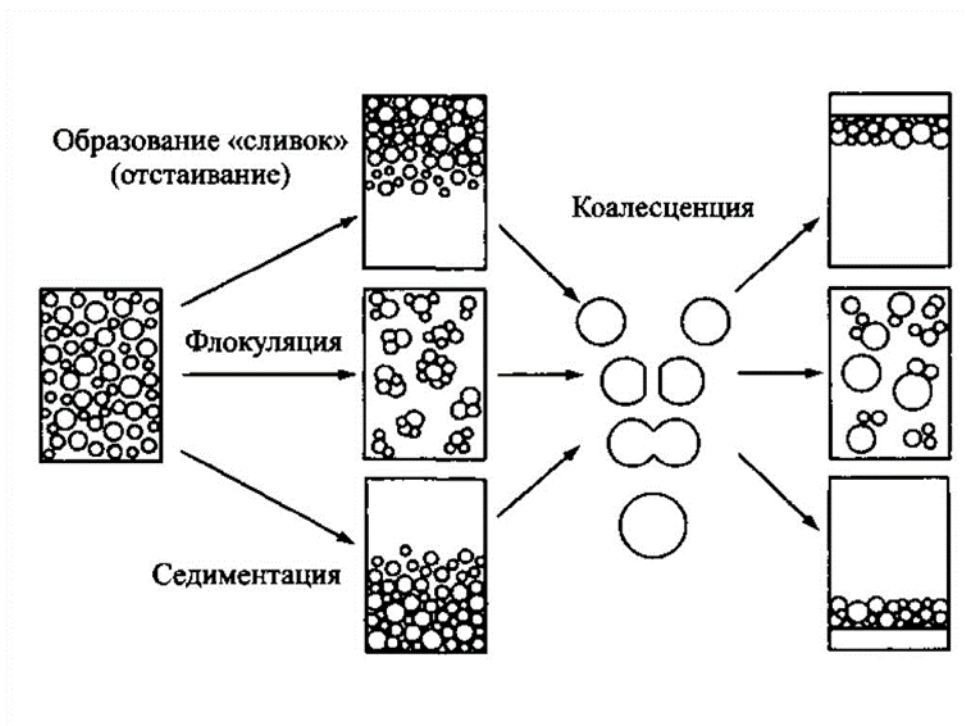


Рисунок 4 – Механизмы дестабилизации эмульсий

На практике применимы четыре группы методов разрушения нефтяных эмульсии:

Химический, термический, механический и электрический.

А также используют и несколько методов одновременно.

Химические методы основаны на использовании реагентов деэмульгаторов (ДЭ), которые являются более эффективными ПАВ, чем природные эмульгаторы.

В зависимости от механизма разрушения эмульсий, представленного различаются и требования к поверхностно-активному веществу (ПАВ), как деэмульгатору. Согласно первому механизму, ПАВ – должен обладать значительной поверхностной активностью и не должен быть эмульгатором, чтобы вытеснить эмульгатор с поверхности. Согласно второму механизму ПАВ

– деэмульгатор должен растворяться в фазе, противоположной эмульгатору и изгибать поверхность в сторону, противоположную эмульгатору.

По типу гидрофильных групп ДЭ подразделяют на ионогенные (диссоциируют в растворе на ионы) и неионогенные (не диссоциируют в растворе). Все реагенты ДЭ обладают токсичными свойствами, огнеопасными, взрывоопасными, требующими особых мер предосторожности при их подготовке для подачи в трубопровод нефти [20].

Термические методы разрушения включают в себя:

а) повышение температуры. Многие эмульсии можно разделить на составляющие их компоненты нагреванием до высокой температуры с последующим отстаиванием. Предполагается, что нагревание ускоряет химические реакции, могущие протекать в эмульсиях, изменяет природу поверхностного слоя, уменьшает вязкость. Таким образом, создаются условия, благоприятные для распада эмульсии.

б) понижение температуры. В процессе замораживания зарождаются кристаллы льда, которые растут, захватывая воду. Масляные капли (эмульсия I рода) сжимаются. Кроме того, может кристаллизоваться в отдельных участках эмульсии любая растворенная соль. При этом разрываются оболочки, которые предотвращают коалесценцию. Замораживанию противостоят только эмульсии, в которых капли окружены жесткой оболочкой, но и они являются неустойчивыми при длительном хранении в условиях низкой температуры.

Осаждение под действием силы тяжести или центробежных сил

Осаждение – это разделение жидких или газовых неоднородных систем путем выделения из жидкой или газовой фазы твердых или жидких взвешенных частиц такое выделение осуществляется под действием силы тяжести (отстаиванием).

а) Отстаивания. Данный метод применяется для высокообводненных эмульсий и нефтей с большой газонасыщенностью. Дегазация нефти усиливает турбулентность потока, приводит к дроблению и слиянию капель воды, что препятствует формированию прочного адсорбционного слоя. В итоге, капли

воды могут свободно сливаться и выделяться из нефти в виде свободной фазы при создании соответствующих условий. Подогрев и добавка ДЭ делают эффективнее процесс отстаивания. Время отстаивания выполняется около 1 часа.

б) Использование центрифуг. Поскольку вода и механические примеси имеют разные плотности, то при центрифугировании они выделяются из нефти под действием центробежной силы. Разделение водонефтяных эмульсий в центрифугах эффективный метод, но практического применения для деэмульгирования нефтей не нашел по причине малой пропускной способности центрифуг и высоких эксплуатационных затрат. Продолжительность операции выполняется несколько минут на определенных оборотах [21].

Электрический метод разрушения

Эффективность действия деэмульгаторов зависит от дополнительных факторов: подогрева, энергии турбулентного потока, воздействия электрического поля.

Время оседания капель под действием сил тяжести может быть очень значительным. Капли воды поляризуются под действием электрического поля, вытягиваются вдоль силовых линий поля и начинают направленно двигаться. Использование переменного электрического поля приводит к постоянному изменению направления движения капель воды, при котором капли деформируются из круглых в эллиптические. Под действием сил электрического поля происходит сближение капель на такое близкое расстояние, при котором начинают действовать межмолекулярные силы притяжения значительной величины.

Защитные адсорбционные оболочки капель воды сдавливаются, разрушаются, частицы коалесцируют, укрупняются, оседают под действием сил притяжения.

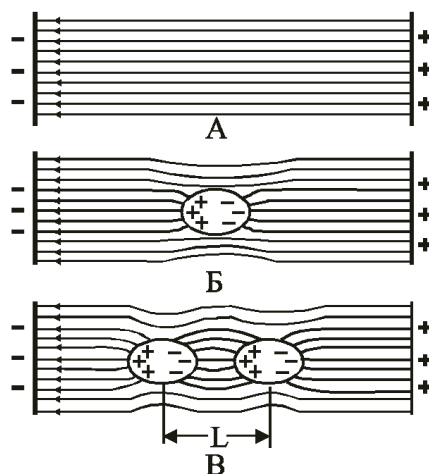


Рисунок 5 – Поведение глобул воды в электрическом поле

Кроме заряда, наведенного внешним электрическим полем, частицы дисперсной фазы могут приобретать заряд собственный. В таком случае, частицы, перезарядившись, начинают двигаться с большой скоростью к противоположному электроду. Защитные оболочки частиц при столкновении разрушаются при достаточной кинетической энергии. Позволяет преодолевать сопротивление коалесценции электрическое поле, обусловленное бронирующими оболочками на каплях воды, капли быстро укрупняются до размеров 150–200 мкм и оседают под действием силы тяжести [22].

2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Общие сведения о месторождении

«Н» месторождение в административном отношении расположено в пределах Эвенкийского муниципального района Красноярского края.

Населённые пункты непосредственно на территории участка отсутствуют. Ближайшие поселки Ошарово и Куюмба с населением около 250 человек. В районном центре пос. Байкит имеется аэропорт с бетонной взлётно–посадочной полосой, способный принимать самолеты класса Як–40, Ан–24, Ан–32, вертолеты Ми–8, Ми–26. С географической точки зрения «Н» месторождение находится в пределах Заангаро – Тунгусского плато Среднесибирского плоскогорья. Ближайшая железнодорожная станция Карабула находится на левобережье р. Ангары в 350 км к югу от месторождения. Крупный речной порт находится на расстоянии около 400 км в г. Лесосибирск, на левом берегу реки Енисей. Речные пристани имеются в поселках Богучаны, Мотыгино, в г. Енисейске.

От магистральных путей сообщения подъездной дорогой к участку является однопутная зимняя дорога шириной 6 метров, действующая с декабря по апрель. Расстояние по зимнику от площади работ (район скважины Юр–5) до пос. Куюмба 100 км, до пос. Байкит – 240 км, до пос. Богучаны – 381 км. Местность залесенная, пересеченная узкими долинами рек и ручьев, труднодоступная для всех видов механического транспорта. Рельеф низкогорный, склоны крутизной до 10–15°.

Основной транспорта является река Подкаменная Тунгуска, навигация на которой возможна с конца мая до середины июня для малотоннажных судов с осадкой до 1,5 метра. Река Подкаменная Тунгуска имеет ширину 187–300 метров, глубину до 2,8 метра, скорость течения 0,5–0,8 м/сек. Грунт дна твердый, русло извилистое, берега пологие (около поселка Куюмба – скалистые). Река Юрубчен шириной 15–40 метров, глубиной до 0,9 метра.

Заболоченность небольшая – 2,5–3% от всей территории участка, в основном наблюдается по руслам рек. Расстояние водным путем от Красноярска до поселка Байкит составляет 1423 км, до поселка Куюмба – 1551 км.

Климат района резко континентальный. Зима продолжительная и холодная. Преобладающая температура воздуха в декабре, январе около -30°C , самая низкая достигает -60°C . Продолжительность темного времени суток в декабре составляет 16 часов. Лето (июнь – август) умеренно теплое. Преобладающая температура воздуха в июле днем $+20^{\circ}\text{C}$, ночью $+12^{\circ}\text{C}$, максимальная достигает $+38^{\circ}\text{C}$.



Рисунок 6 – Обзорная карта района работ

Ближайшим месторождением, запасы которого утверждены в ГКЗ, является Куюмбинское нефтегазоконденсатное, расположенное к северу от «Н»

лицензионного участка. Расстояние от месторождения до магистрального Транссибирского нефтепровода составляет 650 км.

Источниками теплоснабжения являются котельные, работающие на сырой нефти и на попутном (не подготовленном) нефтяном газе. Также в качестве топлива используется древесина. Энергетические потребности обеспечиваются местными дизельными электростанциями. Расстояние до ближайшей ЛЭП составляет 200 км.

Месторождение было открыто в 1982 году. Введено в пробную эксплуатацию в 1987 г, а освоение началось с 2009 года. Лицензией на право пользования недрами владеет АО «Востсибнефтегаз», дочернее предприятие НК «Роснефть». В 2011 году было пробурено 3 горизонтальные скважины с горизонтальной секцией более 1000 м [24].

2.2 Описание технологического процесса ЦППН УПН-2

Добыча нефти и газа – это совокупность технологических процессов, осуществляемых на нефтегазодобывающих предприятиях для получения этих продуктов в определённом количестве и определённого качества.

Важнейшие из этих процессов – эксплуатация скважин, сбор, подготовка и транспортировка нефти и газа.

Поступающая из нефтяных и газовых скважин продукция не представляет собой соответственно чистые нефть и газ. Из скважин вместе с нефтью поступают пластовая вода, попутный (нефтяной) газ, твердые частицы механических примесей (горных пород, затвердевшего цемента). Для получения товарной нефти ее необходимо подвергнуть специальной подготовке с целью ее обессоливания, обезвоживания, дегазации, удаления твердых частиц, а газ перед поступлением к потребителю проходит сепарацию и осушку. Ввиду того, что пластовая вода и различные механические примеси вызывают износ трубопроводов и оборудования, нефть отделяют от воды, газа и механических примесей до подачи в магистральный трубопровод.

Ведение технологического процесса подготовки нефти должно осуществляться в соответствии с технологическим регламентом.

1. Автоматическое измерение количества нефти, газа и воды по каждой скважине.
2. Обеспечение герметизированного сбора продукции на всем пути движения.
3. Доведение нефти и газа до норм товарной продукции.
4. Автоматический учет товарной нефти и газа и передача их товарно–транспортным организациям.
5. Возможность ввода в эксплуатацию части большого месторождения с полной утилизацией нефтяного газа.
6. Обеспечение высоких экономических показателей по капитальным затратам, снижению металлоемкости и экономичных расходов.
7. Надежность эксплуатации технологических установок, и возможность их полной автоматизации.

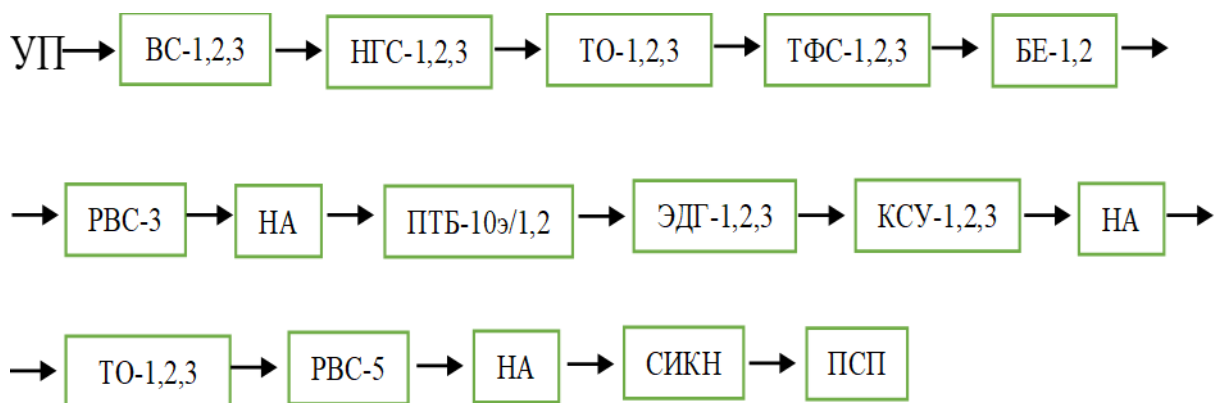


Рисунок 7 – Принципиальная схема сбора и подготовки нефти

Продукция со скважин поступает на узел подключения (УП), далее поступает на первую технологическую площадку во входные сепараторы ВС–№1,2,3 с обводненностью ~ 30 %. Входные сепараторы оборудованы двухсторонними вводами для обеспечения равномерного поступления в них эмульсии, работающие без поддержания уровня и предназначенные для предварительного разгазирования водонефтяной эмульсии до 75 %.

Конструктивная особенность входного сепаратора (ВС) состоит в том, что он выполняет работу дипульсатора (внутри которого турбулентный поток жидкости переходит в ламинарный поток жидкости).

Далее нефть поступает в нефтегазовые сепараторы НГС–№1,2,3, работающие с поддержанием уровня. При этом необходимо контролировать уровень жидкости в нефтегазовых сепараторах и не допускать его снижение и повышение за предельные значения. Нефтегазовый сепаратор служит для отделения газа до 50 %. Нефтяной газ первой ступени сепарации от ВС–№1,2,3 и НГС–№1,2,3 направляется для очистки от капельной жидкости в газовые сепараторы ГС–№1/1,1/2,1/3. Далее очищенный от капельной жидкости в ГС газ подается в измерительную линию (1 рабочая и 1 резервная) системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа СИКГ–1, а затем направляется на ГКС.

Частично дегазированная нефтегазоводяная эмульсия с первой технологической площадки направляется в теплообменные аппараты ТО–№1,2,3 (2 рабочих и 1 резервный), для нагрева обратным потоком товарной нефти с температурой от $-12\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$ (для обеспечения эффективного разделения воды от нефти в трехфазных сепараторах ТФС–№1,2,3 и охлаждения товарной нефти до температуры от $+30\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+5\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Нагретая водонефтяная эмульсия выходит из теплообменников ТО–№1,2,3 и подается на вторую площадку на вход в трехфазные сепараторы ТФС–№1,2,3, работа которого предназначена для разделения нефти, газа до 10 % и воды. Затем водонефтяная эмульсия поступает в буферные емкости БЕ–№1,2,3, которые предназначены для остаточной дегазации нефти перед подачей в печи ПТБ-10Э, (с помощью насосов технологической перекачки Н–№1/1,1/2,1/3 насосной перекачки нефти и воды) или для дальнейшей подготовки в технологические резервуары объемом 5000 м^3 РВС№1, РВС№2, РВС№3.

Для снижения уровня содержания хлористых солей в водонефтяной эмульсии, предусмотрена возможность подачи пресной воды перед БЕ–№1,2.

Насосами Н–№1/1,1/2,1/3 нефть с обводненностью ~ 1-3% подается в печь огневого подогрева ПТБ–10Э для нагрева нефти до температуры +60°С для обеспечения разрушения водонефтяной эмульсии, с одновременным воздействием реагента-деэмульгатора.

Из печей водонефтяная эмульсия с температурой +60 °С поступает на третью технологическую площадку на вход электродегидраторов ЭДГ–№1,2,3 где происходит глубокое обезвоживание нефти. Обводненность продукции на выходе из электродегидраторов не превышает 0,03% общего объема. Для обессоливания нефти перед каждым электродегидратором предусмотрены узлы подачи пресной воды объем подачи которой варьируется от 7 % до 20 % от объемного расхода нефти на входе в аппарат. Нефть с обводненностью не более 0,03 % массовых после ЭДГ поступает в концевые сепарационные установки КСУ–№1,2,3 где происходит окончательное разгазирование нефти. Товарная нефть с температурой до 60 °С от КСУ подается на прием насосов Н–№1/1,1/2,1/3 для подачи в теплообменные блоки ТО–№1,2,3. В теплообменниках нефть охлаждается потоком нефтеводяной эмульсии, поступающей с первой технологической площадки до температуры +5°С – +30°С, а затем поступает в вертикальные резервуары товарной нефти объёмом 10000 м³ РВС№5,6,7.

При получении некондиционной нефти с обводненностью более 0,5 %, поток направляется на вход в технологические резервуары РВС–№1,2,3 или возвращается в технологический процесс подготовки нефти насосами Н–№1/1,1/2,1/3 переводом потока жидкости с теплообменников на печи.

Товарная нефть из товарных резервуаров РВС–№5,6,7 подается насосами Н–№4/1, 4/2 (1 рабочий и 1 резервный) насосной внешней перекачки нефти через систему измерения количества и параметров нефти СИКН по схеме (оперативного учета) подается на прием сдаточный пункт ПСП [25].

2.3 Физико-химические свойства флюидов

Для выявления зависимостей параметров пластовых флюидов от давления и температуры проводилось дифференциальное разгазирование глубинных проб нефти. После стандартной и ступенчатой сепарации определялись физико-химические характеристики нефти и газа и их компонентный состав. Физико-химические свойства пластовой нефти, газа и воды приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Физико-химические свойства пластовой нефти, газа и воды

№	Наименование показателя	Единицы измерения	Диапазон измерения	Среднее значение
Нефть				
1	Пластовое давление	МПа	21,09–21,9	21,43
2	Давление насыщения газом	МПа	7,7–21,97	18,23
3	Плотность	кг/м ³	648,6–745,4	699
4	Вязкость	Па*с	0,48–2,56	1,67
5	Объёмный коэффициент	ед.	1,26–1,51	1,4
6	Температура насыщения парафином	°С	15–75	52
7	Пластовая температура	°С	25,12–27,0	26,65
Попутный газ				
1	Вязкость	сП	–	0,024
2	Объёмный коэффициент	доли единицы	–	0,047
3	Содержание стабильного конденсата	г/м ³	–	58,9
Пластовая вода				
1	Газосодержание	м ³ /м ³	–	0,22
2	Объёмный коэффициент	доли единицы	0,99–1,0	0,994
3	Вязкость	Па*с	1,36–1,92	1,733
4	Общая минерализация	г/л	116,5–257,6	237,7
5	Плотность	кг/м ³	1076–1169	1139

Физико-химические свойства разгазированной нефти представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Физико-химические свойства разгазированной нефти

№	Наименование показателя	Единицы измерения	Диапазон измерения	Среднее значение
1	Плотность при 20 °С	кг/м ³	801–835	822
2	Вязкость	Па*с	2,87–38	8,36
	при 20 °С			
	при 50 °С		2,21–12,69	4,81

Продолжение таблицы 2

3	Температура застывания	°С	минус 58,0–1	минус 39,49
4	Температура начала кипения	°С	44,0–158,0	66,51
Массовое содержание				
5	Серы	%	0,09–1,22	0,22
	Смол силикагелевых		2,1–9,13	4,66
	Асфальтенов		0,04–1,32	0,18
	Парафинов		0,07–3,92	1,95
Объёмный выход фракций				
6	до 100 °С	%	2,0–6,0	6,06
	до 150 °С		0,3–27,0	15,06
	до 200 °С		7,0–44,0	25,74
	до 250 °С		19,5–59,0	36,55
	до 300 °С		34,0–69,0	48,34

Компонентный состав пластовой и разгазированной нефти и газа представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Компонентный состав пластовой и разгазированной нефти и газа

№	Компонент	Молекулярное содержание, %				Пластовая нефть
		при однократном разгазировании		при дифференциальном разгазировании		
		нефть	газ	нефть	газ	
1	Водород	–	–	–	–	–
2	Гелий	–	0,05	–	0,086	0,04
3	СО ₂	–	0,26	–	0,286	0,07
4	N ₂ +редкий	–	3,02	–	4,664	2,10
5	Метан	0,33	65,42	0,059	80,46	44,57
6	Этан	0,57	15,18	0,79	9,45	10,42
7	Пропан	1,1	8,15	3,03	3,25	5,84
8	i–Бутан	0,63	1,49	1,79	0,34	1,18
9	n–Бутан	2,54	3,46	4,08	0,88	1,65
10	i–Пентан	1,75	0,92	2,75	0,15	1,17
11	n–Пентан	2,89	1,07	3,53	0,18	1,65
12	Гексан+высшие	90,19	1,42	83,98	0,08	29,89
13	Плотность, кг/м ³	824,1	1,048	825	0,819	694,46

3 РАСЧЕТНО–ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Водонефтяная эмульсия представляет собой неустойчивую систему, стремящийся к образованию минимальной поверхности раздела фаз, вполне естественно ожидать наличие к расслоению. В реальных условиях эксплуатации нефтедобывающего оборудования во многих случаях образуются эмульсии, обладающие высокой устойчивостью. Это в значительной степени определяет выбор технологии и их дальнейшей обработки, а также глубину отделения водной фазы от нефти. Агрегативную устойчивость эмульсий измеряют временем их существования до полного разделения образующих эмульсию жидкостей.

Существуют несколько способов разрушения нефтяных эмульсий:

1. Отстаивание применяется при высокой обводненности нефти и осуществляют путем гравитационного осаждения диспергированных капель воды. На нефтепромыслах применяют отстойники разнообразных конструкций. В качестве отстойников периодического действия обычно используют сырьевые резервуары, при заполнении которых сырой нефтью происходит осаждение воды в их нижнюю часть.

Основными показателями, процесса являются:

время отстоя эмульсии (~2,5-4 ч), количество деэмульгатора (20-30 г/т), температура эмульсии (30-40⁰С), остаточное содержание воды (0,2-1%).

Если вышеприведенные параметры в пределах нормальных значений, то холодный отстой нефти считается эффективным. Если какой-либо из перечисленных параметров превышает указанные средние нормы, то решается вопрос о выборе более эффективного метода подготовки нефти.

2. Фильтрация применяется для разрушения нестойких эмульсий. В качестве материала фильтров используются вещества, не смачиваемые водой, но смачиваемые нефтью. Поэтому нефть проникает через фильтр, а вода нет.

3. Центрифугирование применяют 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.

4. Термическое воздействие заключается в том, что нефть, подвергаемую обезвоживанию, перед отстаиванием нагревают до температуры 45–80⁰С. При нагревании уменьшается прочность слоев эмульгатора на поверхности капель, что облегчает их слияние. Кроме того, уменьшается вязкость нефти и увеличивается разница плотностей воды и нефти, что способствует быстрому разделению эмульсии. Подогрев осуществляют в резервуарах, теплообменниках и трубчатых печах.

5. Электрическое воздействие на эмульсии электрическим полем производят в электродегидраторах, снабженных электродами, к которым подводится высокое напряжение переменного тока промышленной частоты. Под действием электрического поля на противоположных концах капель воды появляются разноименные электрические заряды. В результате капли притягиваются, сливаются в более крупные и оседают на дно емкости.

6. Внутритрубная деэмульсация проводят с целью добавления в эмульсию химического реагента–деэмульгатора. Это позволяет разрушить эмульсию в трубопроводе, что снижает ее вязкость и уменьшает гидравлические потери.

При интенсивном перемешивании реагента с эмульсией происходит быстрое расслоение эмульсии, чем определяются два процесса – коалесценция и дробление находящихся в нефти капель. Капли воды и деэмульгатора дробятся под воздействием турбулентных пульсаций в турбулентном потоке нефти, затем этот процесс сменяется соединением друг с другом однородных (пластовая вода + пластовая вода или раствор реагента +раствор реагента) или разнородных (пластовая вода + раствор реагента) капель в зоне скоростей ниже.

Эффективность данного метода зависит от следующих показателей:

от эффективности самого деэмульгатора, интенсивности и длительности перемешивания эмульсии с ПАВ, количество воды, содержащейся в эмульсии,

дисперсность эмульсии, физико-химические свойства и температура транспортируемой нефти и воды.

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

3.1 Оборудование для проведения лабораторных испытаний

В лаборатории для разделение стойкой эмульсии применяются центрифуга СМ – 12 и водяная баня ПЭ-4310.

Лабораторная центрифуга предназначена для быстрого разделения смесей на фракции.



Рисунок 8 – Лабораторная центрифуга СМ – 12

Лабораторная центрифуга с размерами 350мм x 280мм x 260мм. Работает с большой максимальной скоростью вращения – 4000 об/мин. С рабочим объемом 100мл x 12 пробирок. Направление вращения происходит против часовой стрелки. Временной диапазон работы составляет от 0 мин до 99 минут. Непрерывное управление в течение 4 часов.

Испытания проводятся методом разделения пробы эмульсии. Эмульсия разливается в градуированные сосуды (в объеме 100 мл), в которые добавляется дозирование реагента. Смесь встряхивается и после чего разделяется в центрифуге на 2500 оборотов в течение 5 минут. После чего определяется количество стойкой эмульсии и общее содержания воды.

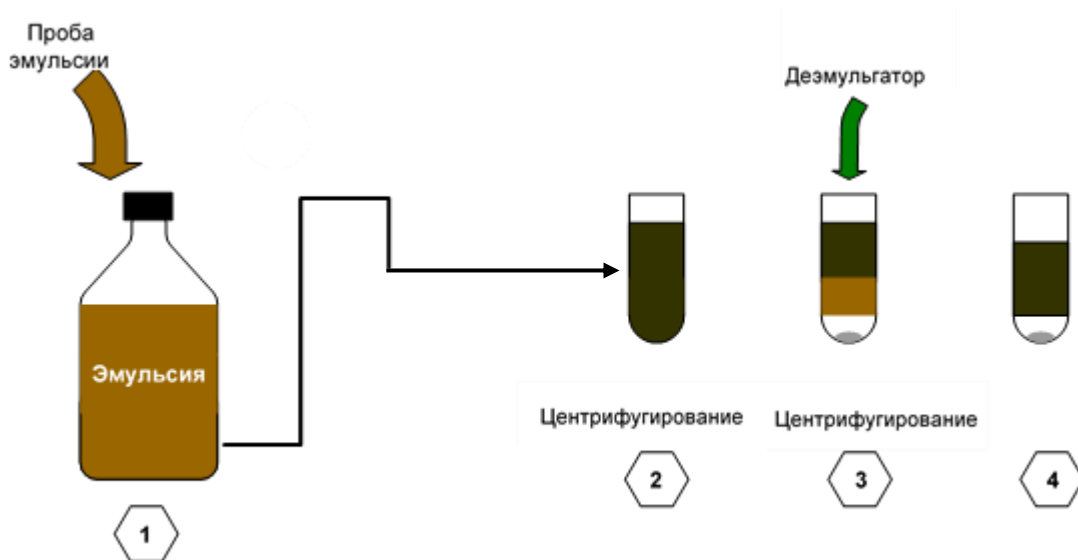


Рисунок 9 – Схема проведения лабораторных исследований

Лабораторная баня предназначена для проведения химических процессов, требующих нагрева при постоянной температуре в диапазоне от температуры окружающей среды +50 до 100 °С в лабораторных условиях.

В нижней части ванны размещены нагревательные элементы, прикрытые сверху перфорированной крышкой, и датчики температуры. Баня закрывается крышкой, изготовленной из нержавеющей стали. На передней стенке корпуса находится блок электроники с панелью управления. Корпус бани покрыт порошковой краской, устойчивой к механическим и химическим воздействиям.



Рисунок 10 – Баня лабораторная ПЭ-4310

Основные элементы: 1 – корпус; 2 – блок электроники; 3 – панель управления.

В нефтяную эмульсию вводят раствор деэмульгатора, перемешивают. Затем нагревают на водяной бане до температуры 60°C для полного отделения воды от нефти в течение 10 мин, а может быть меньше или больше.

Для примера взяли пробу с точки отбора НГС. В правую пробу был добавлен деэмульгатор Эмалсотрон, в левую пробу был добавлен деэмульгатор Диссолван. Перемешали и нагрели на водяной бане до температуры 60°C . Спустя пару минут водонефтяная эмульсия начала разделяться. В левой пробе процесс разделения начал идти быстрее, чем в правой. Процент воды в левой пробе отделилось больше, чем в правой.



Рисунок 11 – Образец пробы нефти с обработанными двумя деэмульгаторами

3.2 Методика лабораторных испытаний деэмульгаторов

Для повышения эффективности использования химических реагентов и снижения себестоимости нефти необходимо придерживаться определенной технологии проведения лабораторных испытаний. Компании чаще всего разрабатывают Стандарты Компании для внутреннего использования, так как каждое месторождение имеет уникальный состав нефти, имеет свои экономические условия, но все они в основном базируются на ASTM D 4007-08 «Стандартный метод определения содержания воды и осадка в сырой нефти методом центрифугирования».

Окончательная оценка деэмульгирующей активности отобранных деэмульгирующих композиций в лабораторных условиях осуществляется методом процесса обезвоживания в деэмульсере (эмульсер) – специальный аппарат, снабженный перемешивающим устройством и термостатирующей рубашкой. Данный метод позволяет определить удельные расходы химического

реагента, рекомендуемого для опытно-промысловых испытаний, и определить активность испытуемых деэмульгаторов.

С помощью данного метода можно произвести оценку:

скорость разрушения эмульсии, качества границы раздела фаз (наличие промежуточного слоя и остаточное содержания воды в отстоявшейся нефти).

Метод не предназначен для определения технологических расходных норм деэмульгаторов при применении их в определенном технологическом процессе. Нормы устанавливаются по результатам опытно-промышленных испытаний деэмульгаторов для каждого конкретного месторождения.

Образец эмульсии, используемый в лабораторных испытаниях, должен быть представительным, его свойства должны быть характерными по крайней мере для 50% всего сырья, добываемого на объекте. Отбор пробы эмульсии из трубопровода осуществляется согласно ГОСТ 2517–2012 [26].

Для достоверного лабораторного исследования образец эмульсии должен быть свежим, быть отобран не более чем за 2 часа до начала испытаний. Это необходимо для того, чтобы отобранный образец не подвергся процессу старения и соответствовал естественной эмульсии, поступающей в скважину. В случае, если эмульсия расслоена, взбить на мешалке при 1500 об/мин в течении 3-5 минут. Оставить отстаиваться 20 минут, и, если расслоения не произошло, повторить процедуру, а затем разлить в отстойники по отдельности с учётом реальной обводнённости.

Эмульсия разливается по отстойникам, взятым по числу испытываемых реагентов или дозировок одного реагента с добавлением одного отстойника с холостой пробой эмульсии. Далее устанавливают водяную баню на начальную температуру деэмульсации.

Дозирование реагента производится микрошприцом МШ-10 объём реагента рассчитывается по формуле:

$$D = 0,001 * V * (1 - \alpha) * d$$

где:

D – объем реагента, дозируемого в модельные отстойники, мкл;

V – объем модельного отстойника, мл;

α – обводненность нефтяной эмульсии, выраженная в долях от единицы;

d – испытываемая промысловая дозировка реагента, г/тн.

0,001 – коэффициент, согласующий разные единицы измерения.

3.3 Лабораторные испытания деэмульгаторов

На промысле подбор деэмульгаторов для разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий осуществляется экспериментальными методами с целью определения оптимальных технологических режимов (температура, скорость перемешивания и расход деэмульгатора) осуществления данного процесса.

В лабораторных условиях сравнивались к использованию два деэмульгатора Азол и Диссолван. Характеристики применяемых реагентов представлены в таблице 8.

Таблица 4 – Характеристика входного контроля

Наименование показателя	Азол	Диссолван
Внешний вид	Однородная жидкость от светлого–желтого цвета до темно–коричневого цвета	Однородная жидкость желто–светлого цвета
Плотность при 20 ⁰ С, г/см ³	0,910	0,8982
Кинематическая вязкость при 20 ⁰ С, мм ² /с	14,2	9,52
Растворимость в дистиллированной воде	диспергируемый	диспергируемый
Температура застывания, град С	ниже –50	ниже –50
Массовая доля органических хлоридов	Не увеличивает содержание ХОС в товарной нефти	Не увеличивает содержание ХОС в товарной нефти

Таблица 5 – Физико-химические параметры нефти, поступающей на УПН-1 и УПН-2.

Наименование показателя	Азол 6009 марки А		Диссолван 13789 марки У	
	УПН-1	УПН-2	УПН-1	УПН-2
Плотность, кг/м ³	814	814	814	814
Обводненность на входе в установку, %	19–27	19–27	30–42	35–40
Температура на входе на УПН, °С	-9 – +5	-9 – +5	-5	-10
Кинематическая вязкость при 20 ⁰ С/50 ⁰ С, мм ² /с	8,36/4,81	8,36/4,81	8,36/4,81	8,36/4,81
Массовое содержание, %				
Смол силикагелевых	4,66	4,66	4,66	4,66
Асфальтенов	0,18	0,18	0,18	0,18
Парафинов	1,95	1,95	1,95	1,95
Температура застывания нефти, 0 ^С	минус 39,5	минус 39,5	минус 39,5	минус 39,5

Таблица 6 – Физико-химические свойства пластовой воды

Наименование показателя	Азол 6009 марки А		Диссолван 13789 марки У	
	УПН-1	УПН-2	УПН-1	УПН-2
Плотность воды при 20 ⁰ С	1170	1190	1170	1190
Общая минерализация, мг/дм ³	202 600	289 530	202 600	289 530
НСО ₂ , мг/дм ³	90	140	90	140
Сl ⁻	138 600	216 300	138 600	216 300
SO ₄ ²⁻	390	420	390	420
Ca ²⁺ + Mg ²⁺	29 700	38 200	29 700	38 200
K ⁺ + NA ⁺	56 900	116 400	56 900	116 400

Анализируя две таблицы, можно сказать, что деэмульгатор Диссолван 13789 марки У лучше отбивает обводненность на входе в установку чем Азол 6009 марки А. Но по другим показателям он не уступает Диссолвану.

Обеспечение при ОПИ деэмульгатора Dissolvan 13789 марка У стабильности технологических режимов работы УПН-2 Юрубчено-Тохомского месторождения:

среднее содержание остаточной воды в товарной нефти не более 0,5%;
 среднее содержание хлористых солей в товарной нефти не более 85 мг/дм³;
 среднее содержание нефтепродуктов в подтоварной воде не более 100 мг/л.

При невыполнение данного критерия, ОПИ признается неуспешным.

Таблица 7 – Проба эмульсии с НГС

Свободная вода в эмульсии, %	Эмульсия, %	Всего воды, %
56	4	60

При суммарной дозировке 60 г/т деэмульгатора «Диссолван 13789 марка У» было оценено перераспределение дозировки в следующих пропорциях, между двумя этапами дозирования: 100%, 75%+25%, 50%+50%, 25%+75%.

После первого дозирования и перемешивания 200 раз встряхиванием, отстойники 30 минут выдерживались примерно при 5–7°C, затем произведено второе дозирование и перемешивание 50 раз встряхиванием, наблюдение продолжили при комнатной температуре до 120 минут. Затем проанализировали остаточное содержание центрифугированием с высоты 90% высоты уровня жидкости.



Рисунок 12 – 2 минуты сепарации



Рисунок 13 – 5 минут сепарации

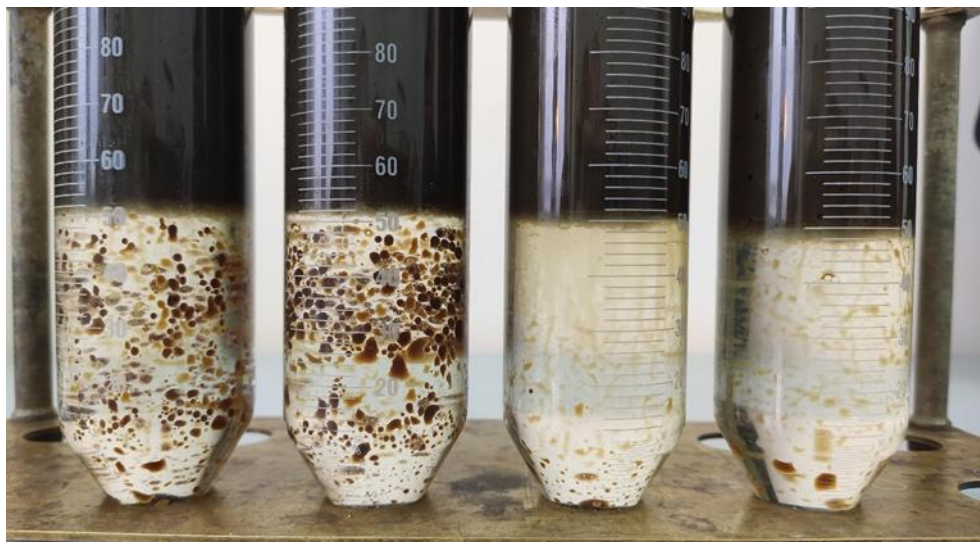


Рисунок 14 – 10 минут сепарации



Рисунок 15 – 20 минут сепарации

Таблица 8 – Динамика сепарации в мл.

Распределение дозировки	Дозировка, г/г	Динамика сброса воды (мл) за время отстоя (мин)							
		2	5	10	20	30	45	60	120
100%	60	5,0	48,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0
75%+25%	45+15	4,0	40,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0
50%+50%	30+30	2,0	48,0	52,0	52,0	52,0	52,0	53,0	53,0
25%+75%	15+45	0,0	46,0	51,0	52,0	52,0	53,0	53,0	53,0

Таблица 9 – Динамика сепарации в %.

Распределение дозировки	Дозировка, г/г	Динамика сброса воды (%) за время отстоя (мин)							
		2	5	10	20	30	45	60	120
100%	60	8	80	88	88	88	88	88	88
75%+25%	45+15	7	67	88	88	88	88	88	88
50%+50%	30+30	3	80	87	87	87	87	88	88
25%+75%	15+45	0	77	85	87	87	88	88	88

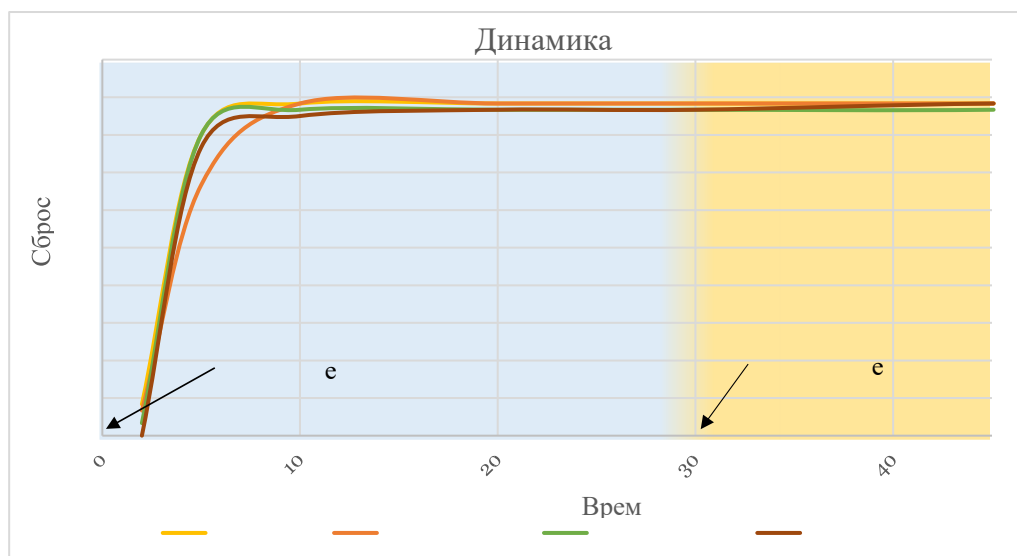


Рисунок 16 – Динамика сепарации в %

За 5–10 минут происходит сепарация 80–88% воды независимо от количества деэмульгатора при первом дозировании в пределах от 25 до 100% от суммарной дозировки.

Таблица 10 – Обводнённость верхнего слоя жидкости через 120 минут сепарации

Распределение дозировки	Дозировка, г/т	Свободная вода, %	Неразрушенная эмульсия, %	Остаточная обводненность
100%	60	0,9	1,3	2,2
75%+25%	45+15	1,2	1,6	2,8
50%+50%	30+30	1,4	1,4	2,8
25%+75%	15+45	2,0	1,6	3,6

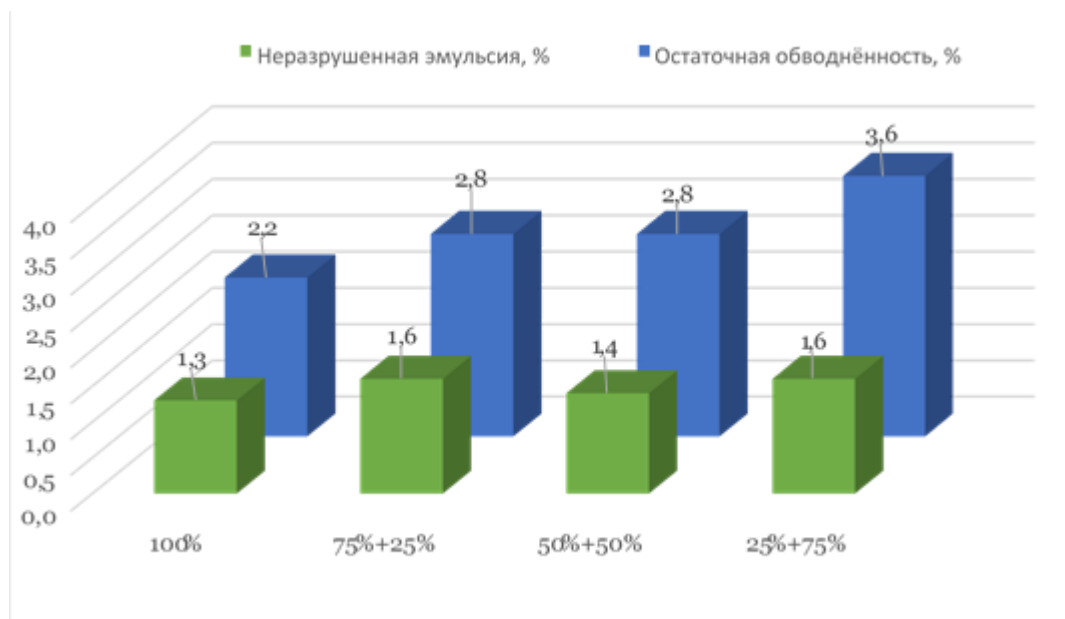


Рисунок 17 – График обводнённости верхнего слоя жидкости через 120 минут сепарации



Рисунок 18 – Свободная вода при центрифугировании верхнего слоя эмульсии

По остаточному содержанию воды, наблюдается преимущество при единовременном дозировании 100% реагента. Однако данный тест не учитывает, что в реальности во второй точке реагент подаётся в частично обезвоженную эмульсию, что вероятно можно смоделировать дренированием сепарированной воды перед вторым дозированием, однако затем эмульсия всё равно контактирует с большим количеством воды при прохождении водяной подушки РВС.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа 32Б73Т	ФИО Таранюк Вероника Михайловна
-------------------------	---

Школа	ИШИТР	Отделение Школа	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость материальных ресурсов согласно средней рыночной стоимости. Оклады в соответствии с окладами сотрудников предприятия.</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Районный коэффициент – 1,3 Накладные расходы – 16%</i>
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления во внебюджетные фонды 30,2 %</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет конкурентоспособности SWOT-анализ</i>
<i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Структура работ. Определение трудоемкости. Разработка графика проведения исследования. Расчет бюджета НИ</i>
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Интегральный финансовый показатель. Интегральный показатель ресурсоэффективности. Сравнительная эффективность проекта.</i>

Перечень графического материала

Матрица SWOT, Диаграмма Ганта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Клемашева Елена Игоревна	канд.экон.наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б73Т	Таранюк Вероника Михайловна		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСΟΣБЕРЕЖЕНИЕ

Основная цель данного раздела – оценить перспективность развития и планировать финансовую и коммерческую ценность конечного продукта, представленного в рамках исследовательской программы.

Коммерческая ценность определяется не только наличием более высоких технических характеристик над конкурентными разработками, но и тем, насколько быстро разработчик сможет ответить на следующие вопросы – будет ли продукт востребован на рынке, какова будет его цена, каков бюджет научного исследования, какое время будет необходимо для продвижения разработанного продукта на рынок.

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

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

Цель данной ВКР – Оптимизация технологического процесса обезвоживания нефти на установке подготовки нефти «Н» нефтегазоконденсатного месторождения (Красноярский край)»

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

4.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Длительная эксплуатация нефтяных месторождений и заводнение нефтеносных пластов приводит к образованию стойких водонефтяных эмульсий, что вызывает более интенсивное осадкообразование, повышает температуру застывания нефти, увеличивает ее вязкость. Задача разрушения водонефтяных эмульсий и эффективного обезвоживания нефти на промыслах остается актуальной и требует экспериментальных исследований в этой области.

В выпускной квалификационной работе рассмотрен метод внутритрубной деэмульсации, которую проводят с целью добавления в эмульсию химического реагента-деэмульгатора. Это позволяет разрушить эмульсию в трубопроводе, что снижает ее вязкость и уменьшает гидравлические потери. Далее представим карту сегментирования рынка:

Таблица 11 – Карта сегментирования рынка

		Вид исследования: выбор деэмульгатора для внутритрубной деэмульсации		
		Анализ участка нефтепровода	Выработка предложений по решению проблем образования нефтяных эмульсий	Сравнительное использование деэмульгаторов Эмалсотрон и Диссольван
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			



Фирма А



Фирма Б



Фирма В

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками. Для данного проекта целевым рынком являются предприятия нефтегазовой отрасли, а сегментами будут являться компании трубопроводного транспорта углеводородов.

4.2. Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести сравнительный анализ технического решения и выявить критерии, по которым оно уступает конкурентным.

Данный анализ помогает оценить недостатки решения и учесть их для его совершенствования. В таблице 2 приведены характеристики деэмульгаторов Азол и Диссолван рассмотренных в работе.

Таблица 12 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К ₁	К ₂
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение качества товарной нефти	0,15	5	4	4	0,75	0,60	0,60
2. Соответствие деэмульгатора заявленным критериям производителя	0,10	5	4	4	0,50	0,40	0,40
3. Оценка количества отделившейся воды при 40°C	0,10	4	5	3	0,40	0,50	0,30
4. Динамика сброса воды	0,10	5	4	4	0,50	0,40	0,40
5. Остаточное содержание нефтепродуктов в сбрасываемой воде	0,10	5	5	4	0,50	0,50	0,40
6. Толщина эмульсионного слоя в отстойнике (в резервуаре)	0,10	5	4	3	0,50	0,40	0,30
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,06	5	5	4	0,30	0,30	0,24
2. Удешевление процесса подготовки нефти и воды	0,06	5	3	3	0,30	0,18	0,18

Продолжение таблицы 12

3. Уровень проникновения на рынок	0,06	4	4	3	0,24	0,24	0,18
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,06	5	5	5	0,30	0,30	0,30
5. Финансирование научной разработки	0,03	5	5	4	0,15	0,15	0,12
6. Срок выхода на рынок	0,04	5	4	3	0,20	0,16	0,12
7. Наличие сертификации разработки	0,04	5	5	5	0,20	0,20	0,20
Итого	1	63	57	49	4,84	4,33	3,74

Исходя из оценочной карты, можно отметить, что К1, деэмульгатор Диссольван марки У, по показателям превосходит конкурента К2 деэмульгатора Азол 6009 марки У.

4.3 SWOT – анализ

SWOT – анализ (Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы)) помогает оценить проект со всех сторон и дает представление о перспективах и рисках его осуществления. SWOT – анализ применения деэмульгатора Диссольван для разрушения водонефтяной эмульсии представлен в таблице 3.

Таблица 13 – SWOT–анализ

	<p>Сильные стороны</p> <p>С1. Наличие собственного производства. Возможность проведения ОПО;</p> <p>С2. Заявленная ресурсоэффективность и ресурсосбережение новой разработки;</p>	<p>Слабые стороны</p> <p>Сл1. Наличие опасности загрязнения окружающей среды;</p> <p>Сл2. Отсутствие современных методов продвижения на рынке;</p> <p>Сл3. Риски повышения износа или выхода из строя оборудования и приборов.</p>
--	--	---

Продолжение таблицы 13

	С4. Наличие современного оборудования для проведения исследований и внедрения; С5. Квалифицированные кадры.	
Возможности В1. Использование аккредитованной лаборатории; В2. Возможность появления дополнительного спроса на разработку; В3. Снижение таможенных пошлин на сырье и материалы, используемые при научных исследованиях; В4. Повышение стоимости проводимых исследований; В5. Проведение совместных испытаний с производителями деэмульгаторов.	Проведение лабораторного исследования на предмет изменения удельного расхода реагентов деэмульгаторов с учетом качества полученной при этом нефти и изменения остаточного содержания нефтепродуктов в сбрасываемой воде согласно технологическому регламенту, государственным стандартам	1.Необходимость опытно-промышленных испытаний, для реальной оценки эффективности реагентов; 2.Небольшой участок внедрения, учитывая уникальный состав нефти на каждом месторождении; 3. Отсутствие финансовой поддержки и недостаточность свободного лабораторного фонда на предприятии; 4. Уход с рынка поставщиков требуемых реагентов
Угрозы У1 Появление у конкурентов более эффективных деэмульгаторов; У2. Отсутствие спроса на создаваемые в рамках проекта реагенты; У3. Введение дополнительных, более жестких государственных требований к сертификации деэмульгаторов.	1.Продвижение идеи разработки и внедрения новых деэмульгаторов с учетом снижения себестоимости подготовленной нефти и повышения показателей ее качества с целью создания спроса на разработку; 2.Повышение конкурентных преимуществ разрабатываемых реагентов	1.Неблагоприятная обстановка на валютном рынке 2.Сокращение или прекращение поставок требуемых реагентов. 3.Необходимость сертификации и стандартизации разрабатываемых реагентов

На основании 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.

4.4 Планирование исследовательских работ в рамках ВКР

4.4.1 Структура работ в рамках проводимого исследования

Для эффективного проведения исследовательской работы проводится ее планирование. В рамках планирования определяются исполнители работ – научный руководитель и исполнитель. Руководителем определяются цели и задачи работы, предъявляются требования к качеству исполнения проекта и достоверности результатов исследования, к тому же руководитель осуществляет контроль за деятельностью студента с целью предотвращения ошибок. Для наглядности строится график проведения исследований. Построение графика требует предварительного определения этапов исследования, приведенных в таблице 5.

Таблица 14 – Перечень работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель,
	2	Выдача задания на тему	Руководитель
Выбор направления исследований	3	Постановка задачи	Руководитель
	4	Определение стадий, этапов и сроков разработки	Руководитель Исполнитель
	5	Подбор литературы	Исполнитель
	6	Сбор материалов и статических данных	Исполнитель
Теоретические исследования	7	Проведение теоретических обоснований	Руководитель Исполнитель
	8	Анализ статических данных	Исполнитель
	9	Согласование полученных данных с руководителем	Руководитель Исполнитель
Обобщение и оценка результатов	10	Оценка эффективности полученных результатов	Исполнитель
	11	Работа над выводом	Исполнитель
Оформление отчета по НИР	12	Составление пояснительной записки	Исполнитель

4.4.2 Определение трудоемкости работ и выполнение работ

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным методом в человеко-днях и носит вероятностный характер, трудоемкость зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{min} + 2t_{maxі}}{5}$$

где:

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

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

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

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}$$

где:

T_{pi} – продолжительность одной работы, раб.дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Таблице 15 – Ожидаемая трудоемкость и время выполнения работ.

Название работы	Трудоемкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{ож}$, чел-дни			
	Руководитель	Исполнитель	Руководитель	Исполнитель	Руководитель	Исполнитель	Руководитель	Исполнитель
Составление и утверждение технического задания	1	-	2	-	1,4	-	2	-
Подбор и изучение материалов по теме	-	3	-	5	-	3,8	-	4
Оптимизация технологического процесса обезвоживания нефти на установке подготовки нефти	-	20	-	25	-	22	-	22
Анализ обезвоживания и подготовке нефти	1	23	4	28	2,2	25	2	25
Разработка рекомендаций к подбору деэмульгаторов	1	23	4	28	2,2	25	2	25
Оценка эффективности полученных результатов	1	4	2	6	1,4	4,8	2	5
Составление пояснительной записки	-	6	-	10	-	7,6	-	8
Проверка выпускной квалификационной работы	1	-	2	-	1,4	-	2	-
Исправление ошибок	-	2	-	4	-	2,8	-	3
Подготовка к защите ВКР	2	3	4	6	2,8	4,2	3	5

4.4.3 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:

$$T_{ki} = T_{pi} * k_{кал} = 1,4 * 1,22 \sim 2 \text{ дней}$$

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:

$$k = \frac{T_{кг}}{T_{кг} - T_{вд} - T_{пд}} = \frac{365}{365 - 66} = 1,22$$

где:

$T_{кг}$ – количество календарных дней в году;

$T_{вд}$ – количество выходных дней в году;

$T_{пд}$ – количество праздничных дней в году.

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе округлили до целого числа и занесли в таблицу. Все рассчитанные значения необходимо занести в таблицу 16.

Таблица 16 – Календарный план-график проведения работ в рамках ВКР

Вид работ	Исполнитель работ	T_{pi} , раб. Дн.	Продолжительность выполнения работ													
			Февр.		Март			Апрель			Май			Июнь		
			1	2	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
Составление и утверждение технического задания	Руководитель	2	—													
Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель	4	—													
Оптимизация технологического процесса обезвоживания нефти на УПН	Лаборант	22	—	—	—											
Анализ обезвоживания и подготовке нефти	Исполнитель	25			—	—	—									
	Руководитель	2						—								
Разработка рекомендаций к подбору деэмульгаторов	Исполнитель	25						—	—	—						
	Руководитель	2								—						
Оценка эффективности полученных результатов	Исполнитель	5									—	—				
	Руководитель	2									—					
Составление пояснительной записки	Исполнитель	8									—	—	—			

Исходя из диаграммы, можно сделать вывод, что продолжительность работ занимает 12 декад, начиная со второй декады февраля, заканчивая первой декадой июня. Учитывая вероятностный характер оценки трудоемкости, реальная продолжительность работ может быть как меньше, так и несколько превысить указанную продолжительность.

По диаграмме Ганта можно предварительно оценить показатели рабочего времени для каждого исполнителя.

Продолжительность выполнения проекта в рабочих днях составит 110 дней. Из них: 97 дней – продолжительность выполнения работ лаборанта и 13 дней – продолжительность выполнения работ руководителем.

4.5 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

Для составления бюджета проводимого исследования нужно отобразить все расходы, связанные с его выполнением. Они включают:

- материальные затраты НТИ;
- затраты на оборудование;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

4.5.1 Расчет материальных затрат

Сформированная ранее оценочная карта показала, что деэмульгатор Диссольван марки У по показателям превосходит конкурента деэмульгатора Азол 6009 марки У. Используется главным образом для ускорения отделения воды от нефти, позволяя снизить концентрацию используемых деэмульгаторов при применении совместно с реагентами для сброса воды, таких как

оксиалкилированные фенольные смолы. Также используется для обезвоживания мазута, насыщенного водой на молекулярном уровне.

Следовательно, в качестве материальных расходов примем затраты на данный эмульгатор. Испытания проводили методом статического отстаивания пробы эмульсии (бутылочный тест). Для испытаний исходная эмульсия гомогенизировалась посредством перемешивания, после чего в ней определялось количество стойкой эмульсии и общего содержания воды методом центрифугирования. Далее эмульсия разливалась в градуированные сосуды (в объеме 100 мл), в которые дозировались реагенты в товарной форме. Смесь встряхивалась (150 – 200 раз возвратно-поступательными движениями), после чего статически отстаивалась. Определение остаточного содержания в нефти неразрушенной эмульсии и воды осуществлялось центрифугированием пробы, которая отбиралась из точки нефтяной фазы, находящейся выше расчетной границы раздела фаз, вода-нефть.

Стоимость 1 литра деэмульгатора Диссольван марки У составляет 6,82 долл. США. По состоянию на 3 марта 2021 года курс доллара составляет 66,33 руб. Однако деэмульгаторы поставляются только бочками в объеме 216,5 л.

Таким образом, материальные затраты за приобретение деэмульгатора составят:

$$M = 6,82 * 66,33 * 216,5 = 97\,938,2 \text{ руб.}$$

Также потребуются емкости для проведения бутылочного теста и реагенты – всего в сумме 10 129 руб.

Таким образом, стоимость материальных затрат составит 108 067,2 руб.

При расчете материальных затрат не учитывались транспортные расходы, а были доставлены на рабочее место самими исполнителями научного проекта.

4.5.2 Расчет затрат на специально оборудование для научных (экспериментальных) работ

При выполнении научно-исследовательского проекта необходимо приобрести компьютер (в сборе).

Таблица 17 – Затраты на оборудование

№	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Цены единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
1	Компьютер в сборе	1	53 700,00	53 700,00
2	Лабораторная центрифуга	1	25 000,00	25 000,00
ИТОГО			78 700,00	

4.5.3 Основная заработная плата исполнителей

Для расчета основной заработной платы необходимо рассчитать основную и дополнительную заработную плату.

Рассчитывается по формуле:

$$З_{\text{пол}} = З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}$$

где:

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

$З_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата.

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок.

Таблица 18 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Дни
Календарное число дней	365
Количество нерабочих дней (выходные/праздничные)	66
Потери рабочего времени (отпуск/невыходы по болезни)	56
Действительный годовой фонд рабочего времени	243

Основная заработная плата $Z_{\text{осн}}$ рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} * T_p$$

где:

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

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

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

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

где:

Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

$$M = (366 - 48) \cdot 12 / 366 = 10,4$$

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Месячный должностной оклад можно рассчитать по формуле:

$$Z_m = Z_{\text{тс}} * k_p$$

Тарифная заработная плата $Z_{\text{тс}}$ находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда $Tci = 600$ руб. на тарифный коэффициент k_t и учитывается по единой для бюджетной организации тарифной сетке. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии.

За основу оклада берется ставка работника ТПУ, согласно занимаемой должности. Из таблицы окладов для руководителя (степень – кандидат наук) – 24264 руб, для исполнителя (степень отсутствует) – 14584 руб.

Таблица 19– Основная заработная плата

Исполнители	Зтс, тыс. руб.	кпр	кд	кр	Зм,тыс. руб.	Здн,тыс. руб.	Тр,раб. дн.	Зосн,тыс. руб.
Руководитель	24264	0,2	0,3	1,3	47314,8	2 025,00	13	26324,9
Исполнитель	14584	0	0	1,3	18959,2	749,72	97	72722,6
Итого:								99047,53

Таблица 20 - Расчет основной заработной платы для исполнения 2

Исполнители	Зтс,тыс. руб.	кпр	кд	кр	Зм,тыс. руб.	Здн,тыс. руб.	Тр,раб. дн.	Зосн,тыс. руб.
Руководитель	24264	0,2	0,3	1,3	45365	2062,04	15	30374,9
Исполнитель	14584	0	0	1,3	18959	861,78	100	74971,7
Итого:								105346,7

Таблица 21 - Расчет основной заработной платы для исполнения 3

Исполнители	Зтс,тыс. руб.	кпр	кд	кр	Зм,тыс. руб.	Здн,тыс. руб.	Тр,раб. дн.	Зосн,тыс. руб.
Руководитель	24264	0,2	0,3	1,3	45365	2062,04	8	16200
Исполнитель	14584	0	0	1,3	18959	861,78	105	78720,3
Итого:								94920,29

4.5.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

В таблице 13 представлены расчеты общей заработной платы с учетом дополнительной, которая рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * Z_{\text{осн}}$$

где:

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

Таблица 22 – Общая заработная плата исполнителей (исп.1)

Исполнитель	Зосн., руб	Здоп 12%, руб.	Ззп, руб.
Руководитель	26 324,94	3 158,99	29 483,94
Исполнитель	72 722,59	8 726,71	81 449,30

Таблица 23 – Общая заработная плата исполнителей (исп.2)

Исполнитель	Зосн., руб	Здоп 12%, руб.	Ззп, руб.
Руководитель	30 374,93	3 644,99	34 019,93
Исполнитель	74 971,74	8 996,61	83 968,35

Таблица 24 – Общая заработная плата исполнителей (исп.3)

Исполнитель	Зосн., руб	Здоп 12%, руб.	Ззп, руб.
Руководитель	16 199,96	1 944,00	18 143,96
Исполнитель	78 720,33	9 446,44	88 166,77

4.5.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Таблица 25 – 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	26 324,94	30 374,93	16 199,96	3 158,99	3 644,99	1 944,00
Исполнитель	72 722,59	74 971,74	78 720,33	8 726,71	8 996,61	9 446,44
Итого:	99 047,53	105 346,67	94 920,29	11 885,70	12 641,60	11 390,44
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды 0,302						
Итого						
Исполнение 1	33 501,84					
Исполнение 2	35 632,46					
Исполнение 3	32 105,84					

4.5.6 Накладные расходы

$$Z_{\text{накл}} = (\sum_{\text{ст.}} 1 \div 7) * k_{\text{нр}}$$

Таблица 26 – Сумма статей 1-7

№	Наименование статьи расходов	Сумма, руб.		
		Исполнитель 1	Исполнитель 2	Исполнитель 3
1	Материальные затраты	108067,2	108067,2	108067,2

Продолжение таблицы 26

2	Затраты на специальное оборудование	53700	53700	53700
3	Основная заработная плата	99 047,53	105 346,67	94 920,29
4	Дополнительная заработная плата	11 885,70	12 641,60	11 390,44
5	Отчисления во внебюджетные фонды	33 501,84	35 632,46	32 105,84
6	Затраты на командировки	0	0	0
7	Контрагентные расходы	0	0	0
8	Итого (сумма 1-7)	306 202,27	315 387,93	300 183,77
9	Накладные расходы (16% от строки 8)	48 992,36	50 462,07	48 029,40

Величина коэффициента накладных расходов берем в размере 16%.

4.5.7 Формирование бюджета затрат исследовательского проекта

Таблица 27 – Расчет бюджета затрат

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Материальные затраты	108067,2	108067,2	108067,2
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	53700	53700	53700
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	99 047,53	105 346,67	94 920,29
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	11 885,70	12 641,60	11 390,44
5. Страховые взносы	33 501,84	35 632,46	32 105,84
6. Накладные расходы	48 992,36	50 462,07	48 029,40
7. Бюджет затрат проводимого исследования	355 194,63	365 850,00	348 213,17

Исп.1 – «Роснефть», Исп.2 – «Славнефть», Исп.3 – «Башнефть»

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

Оценка эффективности исследования требует комплексного анализа, включая ресурсную, финансовую, социальную и экономическую сторону

вопроса. В таблице 28 приведена сравнительная оценка трех вариантов исполнения по различным критериям.

Таблица 28 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,10	5	4	2
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	5	5	3
3. Помехоустойчивость	0,15	5	5	3
4. Энергосбережение	0,20	5	2	3
5. Надежность	0,25	5	5	2
6. Материалоемкость	0,15	4	2	4
ИТОГО	1	29	23	17

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения рассчитывается по формуле:

$$I_p - \text{исп1} = 5 * 0,10 + 5 * 0,15 + 5 * 0,15 + 5 * 0,20 + 5 * 0,24 + 4 * 0,15 = 4,85$$

$$I_p - \text{исп2} = 4 * 0,10 + 5 * 0,15 + 5 * 0,15 + 2 * 0,20 + 5 * 0,25 + 2 * 0,15 = 3,85$$

$$I_p - \text{исп3} = 2 * 0,10 + 3 * 0,15 + 3 * 0,15 + 3 * 0,20 + 2 * 0,25 + 4 * 0,15 = 2,80$$

Интегральный финансовый показатель разработки формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.i}} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}$$

где:

$I_{\text{финр}}^{\text{исп.i}}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

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

Φ_{max} – максимальная скорость исполнения научно-

исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

$$l_{\phi}(\text{исп. 1}) = \frac{355194,63}{365850,0} = 0,97$$

$$l_{\phi}(\text{исп. 2}) = \frac{365850,0}{365850,0} = 1$$

$$l_{\phi}(\text{исп. 3}) = \frac{348213,17}{365850,0} = 0,95$$

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

$$I_{\text{исп}1} = \frac{l_{p-\text{исп}1}}{l_{\text{финр}}}$$

$$I_{\text{исп}1} = \frac{4,85}{0,97} = 4,99$$

$$I_{\text{исп}1} = \frac{3,85}{1} = 3,85$$

$$I_{\text{исп}1} = \frac{2,8}{0,95} = 2,94$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта. Сравнительная эффективность проекта рассчитывается по формулам:

$$\mathcal{E}_{\text{ср } 1 \text{ и } 2} = \frac{4,99}{3,85} = 1,29$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср } 1 \text{ и } 3} = \frac{4,99}{2,8} = 1,73$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср } 2 \text{ и } 3} = \frac{3,85}{2,8} = 1,375$$

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволило определить, что вариант решения (Исп1 - «Роснефть») поставленной в бакалаврской работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности является наиболее приемлемым.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б73Т	Таранюк Вероника Михайловна

ШКОЛА	ИШИТР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»: Тема выпускной квалификационной работы: «Оптимизация технологического процесса обезвоживания нефти на установке подготовки нефти «Н» нефтегазоконденсатного месторождения (Красноярский край)»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является технологический процесс обезвоживания нефти на установке подготовки нефти «Н» нефтегазоконденсатного месторождения (Красноярский край)»
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов</p> <ul style="list-style-type: none"> • Природа воздействия • Действие на организм человека • Нормы воздействия и нормативные документы (для вредных факторов) • СИЗ коллективные и индивидуальные <p>1.2 Анализ выявленных опасных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Термические источники опасности • Электробезопасность • Пожаробезопасности 	<p>Вредные факторы:</p> <p>Нарушения микроклимата, оптимальные и допустимые параметры; Повышенный уровень электромагнитного излучения, ПДУ, СКЗ, СИЗ;</p> <p>Опасные факторы:</p> <p>Электроопасность; класс электроопасности помещения, безопасные номиналы I, U, R_{заземления}, СКЗ, СИЗ; Пожароопасность, категория пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение и ограничение применения; Приведена схема эвакуации.</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Выбросы в окружающую среду • Решения по обеспечению экологической безопасности 	Наличие промышленных отходов (бумага-черновики, вторцвет - и чермет, пластмасса, перегоревшие люминесцентные лампы, оргтехника) и способы их утилизации;
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	Рассмотрены 2 ситуации ЧС:

<ul style="list-style-type: none"> • перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; • разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; • разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>1) природная – сильные морозы зимой, (аварии на электро-, тепло-коммуникациях, водоканале, транспорте);</p> <p>2) техногенная – несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (возможны проявления вандализма, диверсии, промышленного шпионажа), представлены мероприятия по обеспечению устойчивой работы производства в том и другом случае.</p>
4. Перечень нормативно-технической документации.	ГОСТы, СанПиНы, СНиПы

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	26.02.2021 г.
---	---------------

Задание выдал консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Федорчук Ю.М.	д.т.н.		20.05.2021 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Таранюк Вероника Михайловна		20.05.2021 г.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность – ответственность отдельного ученого и научного сообщества перед обществом. Первостепенное значение при этом имеет безопасность применения технологий, которые создаются на основе достижений науки, предотвращение или минимизация возможных негативных последствий их применения, обеспечение безопасного как для испытуемых, как и для окружающей среды проведения исследований.

В ходе данной работы разработка и исследование высокоэффективного источника питания для телекоммуникационного оборудования. Работа выполнялась в лаборатории ИОА СО РАН. Все работы выполнялись с использованием компьютера. Раздел также включает в себя оценку условий труда на рабочем месте, анализ вредных и опасных факторов труда, разработку мер защиты от них.

5.1 Производственная безопасность

5.1.1 Отклонение показателей микроклимата в помещении

Проанализируем микроклимат в помещении, где находится рабочее место. Микроклимат производственных помещений определяют следующие параметры: температура, относительная влажность, скорость движения воздуха. Эти факторы влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Оптимальные и допустимые значения параметров микроклимата приведены в таблице 1 и 2.

Таблица 29 - Оптимальные нормы микроклимата

Период года	Температура воздуха, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	19-23	40-60	0,1
Теплый	23-25		0,1

Таблица 30 - Допустимые нормы микроклимата

Период года	Температура воздуха, °С		Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
	Нижняя допустимая граница	Верхняя допустимая граница		
Холодный	15	24	20-80	<0,5
Теплый	22	28	20-80	<0,5

Температура в теплый период года 23-25°С, в холодный период года 19-23°С, относительная влажность воздуха 40-60%, скорость движения воздуха 0,1 м/с.

Общая площадь рабочего помещения составляет 42 м², объем составляет 147м³. По СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 санитарные нормы составляют 6,5 м² и 20 м³ объема на одного человека. Исходя из приведенных выше данных, можно сказать, что количество рабочих мест соответствует размерам помещения по санитарным нормам.

После анализа габаритных размеров рассмотрим микроклимат в этой комнате. В качестве параметров микроклимата рассмотрим температуру, влажность воздуха, скорость ветра.

В помещении осуществляется естественная вентиляция посредством наличия легко открываемого оконного проема (форточки), а также дверного проема. По зоне действия такая вентиляция является общеобменной. Основной

недостаток - приточный воздух поступает в помещение без предварительной очистки и нагревания. Согласно нормам СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 объем воздуха необходимый на одного человека в помещении без дополнительной вентиляции должен быть более 40м³ [25].

В нашем случае объем воздуха на одного человека составляет 42 м³, из этого следует, что дополнительная вентиляция не требуется. Параметры микроклимата поддерживаются в холодное время года за счет систем водяного отопления с нагревом воды до 100°С, а в теплое время года – за счет кондиционирования, с параметрами согласно [26]. Нормируемые параметры микроклимата, ионного состава воздуха, содержания вредных веществ должны соответствовать требованиям [27].

5.1.2 Превышение уровней шума

Одним из наиболее распространенных в производстве вредных факторов является шум. Он создается рабочим оборудованием, преобразователями напряжения, рабочими лампами дневного света, а также проникает снаружи. Шум вызывает головную боль, усталость, бессонницу или сонливость, ослабляет внимание, память ухудшается, реакция уменьшается.

Основным источником шума в комнате являются компьютерные охлаждающие вентиляторы и. Уровень шума варьируется от 35 до 42 дБА. Согласно СанПиН 2.2.2 / 2.4.1340-03, при выполнении основных работ на ПЭВМ уровень шума на рабочем месте не должен превышать 82 дБА [28].

При значениях выше допустимого уровня необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты (СИЗ) и средства коллективной защиты (СКЗ) от шума.

Средства коллективной защиты:

– устранение причин шума или существенное его ослабление в источнике образования;

- изоляция источников шума от окружающей среды (применение глушителей, экранов, звукопоглощающих строительных материалов);
 - применение средств, снижающих шум и вибрацию на пути их распространения;
- Средства индивидуальной защиты;
- применение спецодежды и защитных средств органов слуха: наушники, беруши, антифоны.

5.1.3 Повышенный уровень электромагнитных излучений

Источником электромагнитных излучений в нашем случае являются дисплеи ПЭВМ. Монитор компьютера включает в себя излучения рентгеновской, ультрафиолетовой и инфракрасной области, а также широкий диапазон электромагнитных волн других частот. Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 напряженность электромагнитного поля по электрической составляющей на расстоянии 50 см вокруг ВДТ не должна превышать 25В/м в диапазоне от 5Гц до 2кГц, 2,5В/м в диапазоне от 2 до 400кГц [25]. Плотность магнитного потока не должна превышать в диапазоне от 5 Гц до 2 кГц 250нТл, и 25нТл в диапазоне от 2 до 400кГц. Поверхностный электростатический потенциал не должен превышать 500В [5].

В ходе работы использовалась ПЭВМ типа Acer VN7-791 со следующими характеристиками: напряженность электромагнитного поля 2,5В/м; поверхностный потенциал составляет 450 В (основы противопожарной защиты предприятий ГОСТ 12.1.004 и ГОСТ 12.1.010 – 76.) [29].

При длительном постоянном воздействии электромагнитного поля (ЭМП) радиочастотного диапазона при работе на ПЭВМ у человеческого организма сердечно-сосудистые, респираторные и нервные расстройства, головные боли, усталость, ухудшение состояния здоровья, гипотония, изменения сердечной мышцы проводимости. Тепловой эффект ЭМП

характеризуется увеличением температуры тела, локальным селективным нагревом тканей, органов, клеток за счет перехода ЭМП на теплую энергию.

Предельно допустимые уровни облучения (по ОСТ 54 30013-83):

- а) до 10 мкВт/см², время работы (8 часов);
- б) от 10 до 100 мкВт/см², время работы не более 2 часов;
- в) от 100 до 1000 мкВт/см², время работы не более 20 мин. при условии пользования защитными очками;
- г) для населения в целом ППМ не должен превышать 1 мкВт/см².

Защита человека от опасного воздействия электромагнитного излучения осуществляется следующими способами:

СКЗ

- защита временем;
- защита расстоянием;
- снижение интенсивности излучения непосредственно в самом источнике излучения;
- экранирование источника;
- защита рабочего места от излучения;

СИЗ

– Очки и специальная одежда, выполненная из металлизированной ткани (кольчуга). При этом следует отметить, что использование СИЗ возможно при кратковременных работах и является мерой аварийного характера. Ежедневная защита обслуживающего персонала должна обеспечиваться другими средствами.

- Вместо обычных стекол используют стекла, покрытые тонким слоем золота или диоксида олова (SnO₂).

5.1.4 Поражение электрическим током

К опасным факторам можно отнести наличие в помещении большого количества аппаратуры, использующей однофазный электрический ток

напряжением 220 В и частотой 50Гц. По опасности электропоражения комната относится к помещениям без повышенной опасности, так как отсутствует повышенная влажность, высокая температура, токопроводящая пыль и возможность одновременного соприкосновения токоведущих элементов с заземленными металлическими корпусами оборудования [30].

Лаборатория относится к помещению без повышенной опасности поражения электрическим током. Безопасными номиналами являются: I меньше 0,1 А; U меньше (2-36) В; $R_{\text{зазем}}$ меньше 4 Ом. В помещении применяются следующие меры защиты от поражения электрическим током: недоступность токоведущих частей для случайного прикосновения, все токоведущие части изолированы и ограждены. Недоступность токоведущих частей достигается путем их надежной изоляции, применения защитных ограждений (кожухов, крышек, сеток и т.д.), расположения токоведущих частей на недоступной высоте.

Каждому необходимо знать меры медицинской помощи при поражении электрическим током. В любом рабочем помещении необходимо иметь медицинскую аптечку для оказания первой медицинской помощи.

Поражение электрическим током чаще всего наступает при небрежном обращении с приборами, при неисправности электроустановок или при их повреждении.

Для освобождения пострадавшего от токоведущих частей необходимо использовать непроводящие материалы. Если после освобождения пострадавшего из-под напряжения он не дышит, или дыхание слабое, необходимо вызвать бригаду скорой медицинской помощи и оказать пострадавшему доврачебную медицинскую помощь:

- обеспечить доступ свежего воздуха (снять с пострадавшего стесняющую одежду, расстегнуть ворот);
- очистить дыхательные пути;
- приступить к искусственной вентиляции легких (искусственное дыхание);

- в случае необходимости приступить к непрямому массажу сердца.

Любой электроприбор должен быть немедленно обесточен в случае:

- возникновения угрозы жизни или здоровью человека;
- появления запаха, характерного для горячей изоляции или пластмассы;
- появления дыма или огня;
- появления искрения;
- обнаружения видимого повреждения силовых кабелей или коммутационных устройств.

Для защиты от поражения электрическим током используют СИЗ и СКЗ.

Средства коллективной защиты:

- Зануление источников электрического тока;
- заземление электрооборудования;
- разделение электроцепей с помощью трансформаторов;
- использование щитов, барьеров, клеток, ширм, а также заземляющих и шунтирующих штанг, специальных знаков и плакатов.

Средства индивидуальной защиты:

- Использование диэлектрических перчаток, изолирующих клещей и штанг, слесарных инструментов с изолированными рукоятками, указатели величины напряжения, калоши, боты, подставки и коврики.

5.1.5 Освещение на рабочем месте

Согласно СНиП 23-05-95 в лаборатории, где происходит периодическое наблюдение за ходом производственного процесса при постоянном нахождении людей в помещении освещенность при системе общего освещения не должна быть ниже 300 Лк [4].

Правильно спроектированное и выполненное освещение обеспечивает высокий уровень работоспособности, оказывает положительное

психологическое действие на человека и способствует повышению производительности труда.

На рабочей поверхности должны отсутствовать резкие тени, которые создают неравномерное распределение поверхностей с различной яркостью в поле зрения, искажает размеры и формы объектов различия, в результате повышается утомляемость и снижается производительность труда.

Для защиты от слепящей яркости видимого излучения (факел плазмы в камере с катализатором) применяют защитные очки, щитки, шлемы. Очки на должны ограничивать поле зрения, должны быть легкими, не раздражать кожу, хорошо прилегать к лицу и не покрываться влагой.

Расчёт общего равномерного искусственного освещения горизонтальной рабочей поверхности выполняется методом коэффициента светового потока, учитывающим световой поток, отражённый от потолка и стен. Длина помещения $A = 7$ м, ширина $B = 6$ м, высота = 3,5 м. Высота рабочей поверхности над полом $h_p = 1,0$ м. Согласно ГОСТ Р 55710-2013 необходимо создать освещенность не ниже 150 лк, в соответствии с разрядом зрительной работы.

Площадь помещения:

$$S = A \times B, (1)$$

где A – длина, м;

B – ширина, м.

$$S = 7 \times 6 = 42 \text{ м}^2$$

Коэффициент отражения свежепобеленных стен с окнами, без штор $\rho_c = 50\%$, свежепобеленного потолка $\rho_{п} = 70\%$. Коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника, для помещений с малым выделением пыли равен $K_z = 1,5$. Коэффициент неравномерности для люминесцентных ламп $Z = 1,1$.

Выбираем лампу дневного света ЛД-40, световой поток которой равен $\Phi_{лд} = 2600$ Лм.

Выбираем светильники с люминесцентными лампами типа ОДОР-2-40. Этот светильник имеет две лампы мощностью 40 Вт каждая, длина светильника равна 1227 мм, ширина – 265 мм.

Интегральным критерием оптимальности расположения светильников является величина λ , которая для люминесцентных светильников с защитной решёткой лежит в диапазоне 1,1–1,3. Принимаем $\lambda=1,1$, расстояние светильников от перекрытия (свес) $h_c = 0,3$ м.

Высота светильника над рабочей поверхностью определяется по формуле:

$$h = h_n - h_p, (2)$$

где h_n – высота светильника над полом, высота подвеса,

h_p – высота рабочей поверхности над полом.

Наименьшая допустимая высота подвеса над полом для двухламповых светильников ОДОР: $h_n = 3,5$ м.

Высота светильника над рабочей поверхностью определяется по формуле:

$$h = H - h_n - h_c, (3)$$

где H – высота, равная 3,5 м.

$$h = 3,5 - 1 - 0,5 = 2,0 \text{ м}$$

Расстояние между соседними светильниками или рядами определяется по формуле:

$$L = \lambda \cdot h, (4)$$

где λ – Интегральный критерий оптимальности расположения светильников.

$$L = 1,1 \cdot 2 = 2,2 \text{ м}$$

Число рядов светильников в помещении:

$$N_b = B/L, (5)$$

где B – ширина, м

$$N_b = 6/2,2 \sim 3$$

Число светильников в ряду:

$$N_a = A/L, (5)$$

где A – длина, м.

$$N_a = 7/2,2 = 3,2 \sim 3$$

Общее число светильников:

$$N = N_a * N_b, (6)$$

$$N = 3 * 3 = 9$$

Расстояние от крайних светильников или рядов до стены определяется по формуле:

$$l = L/3, (7)$$

$$l = 2,2/3 = 0,7 \text{ м} = 700 \text{ мм}$$

Размещаем светильники в три ряда. На рисунке изображен план помещения и размещения светильников с люминесцентными лампами.

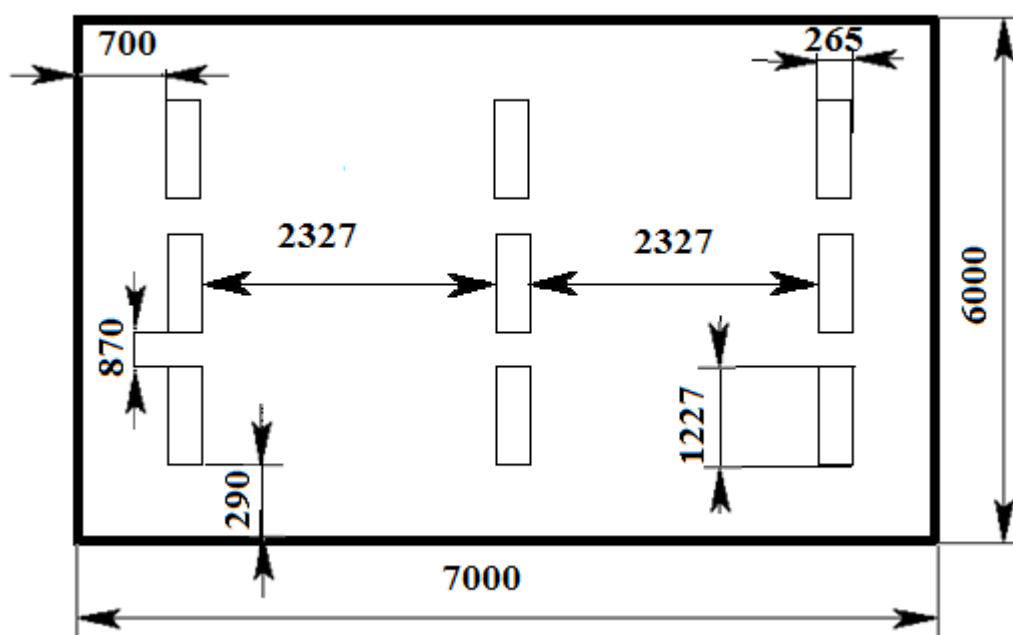


Рисунок 19 – План помещения и размещения светильников с люминесцентными лампами

Индекс помещения определяется по формуле:

$$i = A * B / (h(A + B)),$$

$$i = 7 * 6 / (2 * (7 + 6)) = 1,6$$

Коэффициент использования светового потока, показывающий какая часть светового потока ламп попадает на рабочую поверхность, для светильников типа ОДОР с люминесцентными лампами при $\rho_{\Pi} = 70\%$, $\rho_{С} = 50\%$ и индексе помещения $i = 1,6$ равен $\eta = 0,47$.

Потребный световой поток люминесцентных ламп ЛД-40 светильника определяется по формуле:

$$\Phi_{л} = (E \cdot S \cdot K_3 \cdot Z) / N \cdot \eta, \quad (9)$$

где E – освещенность, Лк;

K_3 – коэффициент запаса;

Z – коэффициент неравномерности;

Π – коэффициент использования светового потока.

$$\Phi_{л} = (300 \cdot 42 \cdot 1,5 \cdot 1,1) / 18 \cdot 0,47 = 2457,44 \text{ Лм}$$

Делаем проверку выполнения условия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{ЛД} - \Phi_{\Pi}}{\Phi_{ЛД}} \cdot 100\% \leq 20\%;$$

$$\frac{\Phi_{ЛД} - \Phi_{\Pi}}{\Phi_{ЛД}} \cdot 100\% = \frac{2600 - 2457,44}{2600} \cdot 100\% = 5,5\%.$$

Таким образом, мы получили, что необходимый световой поток не выходит за пределы требуемого диапазона. Теперь рассчитаем мощность осветительной установки:

$$P = 18 \cdot 40 = 720 \text{ Вт [5].}$$

5.1.6 Пожарная опасность

По взрывопожарной и пожарной опасности помещения подразделяются на категории А, Б, В1-В4, Г и Д, а здания на категории А, Б, В, Г и Д.

Согласно НПБ 105-03 лаборатория относится к категории В– горючие и трудно горючие жидкости, твердые горючие и трудно горючие вещества и материалы, вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что

помещения, в которых находится, не относятся к категории наиболее опасных А или Б.

По степени огнестойкости данное помещение относится к 1-й степени огнестойкости по СНиП 2.01.02-85 (выполнено из кирпича, которое относится к трудногорючим материалам).

Возникновение пожара при работе с электронной аппаратурой может быть по причинам как электрического, так и неэлектрического характера.

Причины возникновения пожара неэлектрического характера:

а) халатное неосторожное обращение с огнем (курение, оставленные без присмотра нагревательные приборы, использование открытого огня);

Причины возникновения пожара электрического характера: короткое замыкание, перегрузки по току, искрение и электрические дуги, статическое электричество и т. п.

Для локализации или ликвидации загорания на начальной стадии используются первичные средства пожаротушения. Первичные средства пожаротушения обычно применяют до прибытия пожарной команды.

Огнетушители водо-пенные (ОХВП-10) используют для тушения очагов пожара без наличия электроэнергии. Углекислотные (ОУ-2) и порошковые огнетушители предназначены для тушения электроустановок, находящихся под напряжением до 1000В. Для тушения токоведущих частей и электроустановок применяется переносной порошковый огнетушитель, например, ОП-5.

В общественных зданиях и сооружениях на каждом этаже должно размещаться не менее двух переносных огнетушителей. Огнетушители следует располагать на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1,35 м. Размещение первичных средств пожаротушения в коридорах, переходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей.

Для предупреждения пожара и взрыва необходимо предусмотреть:

– специальные изолированные помещения для хранения и разлива легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ), оборудованные приточно-

вытяжной вентиляцией во взрывобезопасном исполнении - соответствии с ГОСТ 12.4.021-75 и СНиП 2.04.05-86;

– специальные помещения (для хранения в таре пылеобразной канифоли), изолированные от нагревательных приборов и нагретых частей оборудования;

– первичные средства пожаротушения на производственных участках (передвижные углекислые огнетушители ГОСТ 9230-77, пенные огнетушители ТУ 22-4720-80, ящики с песком, войлок, кошма или асбестовое полотно);

– автоматические сигнализаторы (типа СВК-3 М 1) для сигнализации о присутствии в воздухе помещений довзрывных концентраций горючих паров растворителей и их смесей.

Лаборатория полностью соответствует требованиям пожарной безопасности, а именно, наличие охранно-пожарной сигнализации, плана эвакуации, изображенного на рисунке 2, порошковых огнетушителей с поверенным клеймом, табличек с указанием направления к запасному (эвакуационному) выходу.



Рисунок 20 – План эвакуации

5.2 Экологическая безопасность

На рабочем месте присутствует следующее оборудование: персональный компьютер, бумага.

Большая часть бумажных отходов либо утилизируется как макулатура, либо сжигается (документы, содержащие конфиденциальную информацию). В основном, скопившаяся макулатура, измельчается с помощью shreddного устройства, прессуется, упаковывается и сохраняется на складе до достижения объемов экономически эффективных для транспортировки, после этого макулатура отправляется для дальнейшей переработки в Сибирскую перерабатывающую компанию, расположенную по адресу: г. Томск, Академический проспект 8/7.

Большинство компьютерной техники содержит бериллий, кадмий, мышьяк, ртуть, свинец, огнезащитные составы на основе брома и редкоземельные минералы.

При правильной эксплуатации перечисленные металлы не несут опасности для человека и окружающей его среды. Однако при неправильной утилизации вышеперечисленные металлы переходят в органические и растворимые соединения и становятся ядами. Для минимизации отрицательного влияния компонентов компьютерной техники существует специальная процедура утилизации, которая регламентируется Федеральным законом от 10 января 2002 г. №7. Правильно реализованная система утилизации сводит к минимуму неперерабатываемые отходы, а также возвращает в производство основные материалы и ценные компоненты.

Для этого вышедшую из строя не ремонтируемую оргтехнику разбирают на комплектующие, классифицируют (черный металл, цветной металл, пластмасса) при необходимости прессуют, упаковывают в жесткую упаковку, хранят на складе до накопления экономически эффективного количества при транспортировке и направляют на соответствующие предприятия,

утилизирующие вторичные ресурсы. В Томске таким предприятием является АО «Полигон», расположенное по адресу: ул. Железнодорожная, д. 3.

Осветительные приборы дневного света содержат в себе определенное количество ртути. Поэтому их также называют ртутными, или ртутьсодержащими. Наличие в устройстве токсичного металла диктует особые правила обращения и утилизации люминесцентных ламп.

Отходы, содержащие ртуть – это отходы 1 класса опасности. Содержание этого металла в разных видах ртутных осветительных устройствах варьируется в пределах от 1 мг до 70 мг ртути.

Утилизация люминесцентных ламп производится по мере их накопления. Для формирования партии отработанных ламп производится их сбор, накопление и временное хранение. При этом хранение осуществляется в специально выделенном для этой цели помещении, расположенном отдельно от производственных и бытовых помещений, хорошо проветриваемом, защищенном от химически агрессивных веществ, атмосферных осадков, поверхностных и грунтовых вод, двери надежно запираются на замок. Хранят упакованные отработанные ртутьсодержащие лампы в герметичной металлической специальной таре (контейнерах) с табличками «Отход 1 класс опасности. Отработанные ртутьсодержащие лампы». Упаковка ламп по своему назначению классифицируется так:

- внутренняя упаковка;
- транспортная тара;
- средства амортизации и крепления ламп в транспортной таре.

Средства амортизации и крепления в транспортной таре (бумага, газеты, полиэтиленовая пленка и т.п., кроме стружки) служат для защиты от ударов при хранении и транспортировании отработанных ламп.

Утилизация люминесцентных ламп также производится способом демеркуризации на специализированном предприятии АО «Полигон» в г. Томске по адресу: ул. Железнодорожная, д. 3.

Процесс проведения гидравлического разрыва пласта может оказать негативную роль на экологическую безопасность нашей земли. Наибольшую угрозу представляют аварии, которые возникают при проведении гидравлического разрыва пласта и могут привести к загрязнению окружающей среды.

Влияние на литосферу. При разработке месторождения (бурения скважин, добычи, проведения гидроразрыва пласта) возможны выбросы пластовой жидкости на поверхность.

В целях рационального использования недр и их охраны от негативного воздействия предусматривается:

- использование при строительстве новых скважин малотоксичных химреагентов IV класса опасности (буровой раствор полимерный, буровой раствор на основе КМЦ и т.д.)

- изоляция водоносных и нефтегазоносных пластов цементированием заколонного пространства;

- закачка в продуктивные нефтяные пласты минерализованной воды взамен изымаемой из пласта нефти;

- изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных пластов;

- сбор и обезвреживание отходов буровых работ;

- осуществление консервации или ликвидации скважин по индивидуальному плану, согласованному с местными органами Госгортехнадзора и военизированным отрядом по предупреждению и ликвидации открытых фонтанов.

Влияние на гидросферу. Благодаря немногочисленности скважин на кустовых площадках и равномерности распределения по месторождению объектов обустройства влияние возможного поступления токсичных веществ в гидросферу будет носить локальный характер.

С целью минимизации воздействия и предохранения подземных вод от загрязнения предусмотрено концентрированное размещение скважин в

кустовом основании, что позволяет сократить площадные размеры техногенного вторжения и сосредоточить проведение комплекса природоохранных мероприятий и регламентных работ на участках, доступных для эффективного контроля.

Влияние на атмосферу. При проведении операций возможен выброс опасных (токсичных) веществ в атмосферу. Основные выбрасываемые в атмосферу вредные примеси от нефтегазовых комплексов – это кислые компоненты (оксиды углерода, серы и азота, сероводород), УВ и их производные и твердые частицы. Производственные отходы, возникающие на нефтегазопромыслах, подлежат к сжиганию на факельных установках, в результате чего в атмосферу выделяются вредные компоненты. Существенное влияние на атмосферу среди данных компонентов оказывает формальдегид, который имеет резкий запах и высокую токсичность, и диоксид серы, выделяющийся при сжигании угля или нефти с высоким содержанием серы. Необходимо тщательно проверять все оборудование, чтобы предотвратить возможные утечки. Работающий персонал должен четко знать правила труда на предприятии.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Природная чрезвычайная ситуация – обстановка на определенной территории или акватории, сложившейся в результате возникновения источника природной чрезвычайной ситуации, который может повлечь или повлек за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей и (или) окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Производство находится в городе Томске с континентально-циклоническим климатом. Природные явления (землетрясения, наводнения, засухи, ураганы и т. д.), в данном городе отсутствуют.

Возможными ЧС на объекте в данном случае, могут быть сильные морозы и диверсия.

В Сибири в зимнее время наблюдается низкая температура. При критически низких температурах может произойти авария систем теплоснабжения, электроснабжения, водоводоснабжения и транспорта. В таком случае должно быть предусмотрено и количество обогревателей, необходимых для продолжения трудового процесса.

Меры по предупреждению ЧС:

- повышение устойчивости системы электроснабжения. В первую очередь целесообразно заменить воздушные линии электропередач на кабельные (подземные) сети, использовать резервные сети для запитки потребителей, предусмотреть автономные резервные источники электропитания объекта (передвижные электрогенераторы).

- использование запасных автономных источников теплоснабжения, заглубления теплотрасс.

- обеспечение устойчивости систем водоснабжения (устройство дублирования водопитания, кольцевание системы, заглубление водопроводов, обустройство резервных емкостей и водохранилищ, очистка воды от вредных веществ и т.п.).

- обеспечение устойчивости системы водоотведения. Повышение устойчивости системы канализации достигается созданием резервной сети труб, по которым может отводиться загрязненная вода при аварии основной сети. Насосы, используемые для перекачки загрязненной воды, комплектуются надежными источниками электропитания.

- обеспечение запаса воды на складе предприятия (30 – 50 литров).

В лаборатории ИОА СО РАН наиболее вероятно возникновение чрезвычайных ситуаций (ЧС) техногенного характера.

ЧС техногенного характера — это ситуации, которые возникают в результате производственных аварий и катастроф на объектах, транспортных магистралях и продуктопроводах; пожаров, взрывов на объектах.

Для предупреждения вероятности осуществления диверсии предприятие необходимо оборудовать системой видеонаблюдения, круглосуточной охраной, пропускной системой, надежной системой связи, а также исключения распространения информации о системе охраны объекта, расположении помещений и оборудования в помещениях, системах охраны, сигнализаторах, их местах установки и количестве. Должностные лица раз в полгода проводят тренировки по отработке действий на случай экстренной эвакуации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной работе были рассмотрены общие сведения о водонефтяных эмульсиях при подготовке нефти. Рассмотрено само понятие нефтяной эмульсии, причины ее образования, а также устойчивость и методы разделения. Был сделан вывод о том, что деэмульгаторы являются самыми эффективными средствами при разрушении стойких эмульсий и проведена оценка на их соответствия данному технологическому процессу.

В результате лабораторного эксперимента была определена эффективность деэмульгаторов двух марок Диссолван 13789 марки У и Азол 6009 марки А. При сравнении показателей Диссолван показал лучший результат при отбивании обводненности на входе в установку подготовки нефти, чем Азол.

При проведении опытно-промышленных испытаний на марке Диссолван проводились наблюдения при дозировании деэмульгатора с оптимальной дозировкой реагента 60 г/т и распределение между двумя этапами дозирования: 100%, 75%+25%, 50%+50%, 25%+75%. А также наблюдали за ходом испытаний с фиксированием результатов через определенные промежутки времени. По остаточному содержанию воды определены оптимальные условия при дозировании и даны рекомендации для ведения технологического процесса.

В ходе написания работы также были рассчитаны экономические показатели выбора исполнения исследования, которые доказали ресурсоэффективность работы.

Было уделено особое внимание мерам производственной и экологической безопасности. Определены вредные и опасные производственные факторы, меры по снижению их воздействия на человека и мероприятия по устранению.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Sitdikova/Sitdikova_1.pdf [Электронный ресурс] (дата обращения: 19.01.2021).
2. Е.С. Афанасьев, С.Г. Горлов, Ю.П. Ясьян. Факторы стабилизации водонефтяных эмульсий // Нефтепереработка и нефтехимия. 2008. №3. С. 57
3. Н.А. Небогина, И.В. Прозорова, Н.В. Юдина. Особенности формирования и осадкообразования водонефтяных эмульсий // Нефтепереработка и нефтехимия. 2008. №1. С. 21.
4. <https://www.ngpedia.ru/id438361p1.html> [Электронный ресурс] (дата обращения 19.01.2021 г)
5. <http://oilloot.ru/80-dobycha-i-promyslovaya-podgotovka-nefti/504-obrazovanie-emulsij-i-ikh-klassifikatsiya> [Электронный курс] (дата обращения 19.01.2021 г)
6. https://spravochnick.ru/neftegazovoe_delo/neftyanye_dispersnye_sistemy/ [Электронный курс] (дата обращения 19.01.2021 г)
7. https://studopedia.ru/12_161948_tipi-emulsiy.html [Электронный курс] (дата обращения 19.01.2021 г)
8. https://studwood.ru/1828589/matematika_himiya_fizika/tipy_emulsiy [Электронный курс] (дата обращения 19.01.2021 г)
9. <https://studfile.net/preview/8959483/page:29/> [Электронный курс] (дата обращения 19.01.2021 г)
10. <https://studfile.net/preview/6173384/page:14/> [Электронный курс] (дата обращения 19.01.2021 г)
11. <https://studizba.com/lectures/32-dobycha-resursov/904-sbor-i-podgotovka-produkcii-neftyanyh-i-gazovyh-skvazhin/16732-neftyanye-emulsii-i-ih-svoystva.html> [Электронный курс] (дата обращения 19.01.2021 г)

12. <http://oilloot.ru/80-dobycha-i-promyslovaya-podgotovka-nefti/504-obrazovanie-emulsij-i-ikh-klassifikatsiya> [Электронный курс] (дата обращения 19.01.2021 г)
13. Ю.Г.Фролов. Курс коллоидной химии. Поверхностные явления и дисперсные системы. М.,Альянс,2004.
14. https://www.studmed.ru/view/safieva-rz-himiya-nefti-i-gaza-neftyanye-dispersnyie-sistemy-sostav-i-svoystva-chast-1_38ffb54bd71.html [Электронный курс] (дата обращения 20.01.2021 г)
15. Ф. Шерман. Эмульсии. Л., Химия, 1972. – 448 с.
16. <https://cyberleninka.ru/article/n/prigotovlenie-i-razrushenie-emulsiy-fizicheskimi-i-kombinirovannymi-metodami/viewer> [Электронный курс] (дата обращения 20.01.2021 г)
17. 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.
18. <http://www.dslib.net/istoria-techniki/razvitie-tehnologij-i-tehnicheskikh-sredstv-podgotovki-neftej-v-processe-dobychi.html> [Электронный курс] (дата обращения 20.01.2021 г)
19. <https://poisk-ru.ru/s13992t3.html> [Электронный курс] (дата обращения 20.01.2021 г)
20. <https://www.dissercat.com/content/razvitie-tehnologii-i-tehnicheskikh-sredstv-podgotovki-neftei-v-protsesse-dobychi-na-prime> [Электронный курс] (дата обращения 20.01.2021 г)
21. <http://afh.samgtu.ru/sites/afh.samgtu.ru/files/emulsii-13.pdf> [Электронный курс] (дата обращения 20.01.2021 г)
22. <https://textarchive.ru/c-1281417-p7.html> [Электронный курс] (дата обращения 20.01.2021 г)

23. https://vsnk.rosneft.ru/about/Glance/OperationalStructure/Dobicha_i_razrabotka/Vostochnaja_Sibir/vsnk/ [Электронный курс] (дата обращения 20.01.2021г)
24. Технологический регламент "Участок предварительной подготовки и сбора нефти (УПН «Востсибнефтегаз»)". П1-01.05 ТР-3619 ЮЛ-107. Версия 2.00
25. ГОСТ 54 30013-83 Электромагнитные излучения СВЧ. Предельно допустимые уровни облучения. Требования безопасности
26. ГОСТ 12.4.154-85 "ССБТ. Устройства, экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты"
27. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
28. СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96 "Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона (ЭМИ РЧ)".
29. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
30. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
31. ГОСТ 12.4.123-83. Средства коллективной защиты от инфракрасных излучений. Общие технические требования.
32. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
33. ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
34. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.
35. ГОСТ 12.2.037-78. Техника пожарная. Требования безопасности
36. СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к качеству атмосферного воздуха
37. ГОСТ 30775-2001 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Классификация, идентификация и кодирование отходов.

38. СНиП 21-01-97. Противопожарные нормы.
39. ГОСТ 12.4.154. Система стандартов безопасности труда. Устройства, экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты. Общие технические требования, основные параметры и размеры.