

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Оптимизация технологии обезвоживания нефти на поздних стадиях разработки на X нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 622.276.013.364.3:665.622.4(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Чуклай Сергей Алексеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Л.В.			

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Е.И.	к.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Ю.А.			

Томск – 2021 г

Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Р1	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>
Р2	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>
Р3	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>
Р4	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)</i> <i>ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
Р5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i> <i>(ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
	задач в области нефтегазового дела	
Р6	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>
Р7	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>
Р8	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>
Р9	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)

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.
 (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	Чуклай Сергей Алексеевич

Тема работы:

Оптимизация технологии обезвоживания нефти на поздних стадиях разработки на X нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	20.04.2021 г., № 110-30/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2021 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Образцы подтоварной и товарной нефти, образцы деэмульгаторов. Пакет технологической информации по X месторождению, тексты и графические материалы отчетов технологического отдела, фондовая и периодическая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке	Общие сведения о водонефтяной эмульсии и технологии подготовки нефти: формы содержания воды в нефти, проведение обезвоживания

ке вопросов	нефти, применение деэмульгаторов для обезвоживания нефти, внедрение нового оборудования. Анализ технология подготовки нефти X нефтегазового месторождения, описание экспериментов по оценке эффективности деэмульгаторов. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, социальная ответственность.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Клемашева Елена Игоревна
«Социальная ответственность»	Федорчук Юрий Митрофанович

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	22.04.2021 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Л.В.			22.04.2021 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Чуклай Сергей Алексеевич		22.04.2021 г.

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования Бакалавриат
 Отделение нефтегазовое дело
 Период выполнения весенний семестр 2021 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы: 18.06.2021 г.

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
30.04.2021	Обзор литературы по заданной тематике	15
12.05.2021	Аналитический обзор деэмульгирующей способности реагентов, внедрение нового оборудования для подготовки нефти	25
19.05.2021	Расчетно-аналитическая часть	25
24.05.2021	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
31.05.2021	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			22.04.2021

Консультант (при наличии)

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит: 92 страницы, 8 рисунков, 15 таблиц и 48 литературных источников и ссылок на техническую и нормативную документацию.

Ключевые слова: ПОДГОТОВКА НЕФТИ, ДЕЭМУЛЬГАТОР, ВОДОНЕФТЯНАЯ ЭМУЛЬСИЯ, СЕПАРАТОР-КАПЛЕОТДЕЛИТЕЛЬ.

Объектами исследования являются подготовка скважинной продукции, поступающей на установку предварительного сброса воды №11 X нефтегазового месторождения, и неионогенные деэмульгаторы для разрушения водонефтяных эмульсий, внедрение нового оборудования для улучшения подготовки нефти.

Цель работы – оценить эффективность действия двух неионогенных деэмульгаторов по разделению водонефтяных эмульсий и качеству подготовленной воды, а также наблюдение и контроль за вновь смонтированным оборудованием.

В работе была проведена оценка эффективности действия двух деэмульгаторов по разделению водонефтяных эмульсий как в ходе лабораторных исследований, так и при выполнении промышленных испытаний.

Степень внедрения: на основе полученных результатов, были сделаны выводы о надежности результатов. Сопоставление лабораторных исследований и опытно-промышленных испытаний показали сходимость результатов.

Экономическая эффективность работы выражена в подборе деэмульгатора, с меньшим удельным расходом, позволяющим значительно повысить качество подготовки нефти, либо обеспечить требуемый уровень выходного качества, но с меньшими затратами.

В качестве дальнейшего направления работы может рассматриваться исследование композиции, состоящей из нескольких деэмульгаторов, обеспечивающих синергетический и экономический эффект от внедрения.

Список сокращений

УПН – установка подготовки нефти;

ЦДНГ – цех добычи нефти и газа;

УПСВ - установка предварительного сброса воды;

ПАВ - поверхностно активные вещества;

ЦНС – центробежный насос секционный;

АСПО - асфальтосмолопарафиновые отложения;

АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка;

ДНС – дожимная насосная станция;

СИКНС - системы измерений количества и показателей качества нефтепродуктов;

БРХ - из блока хранения деэмульгатора;

ТХУ – термохимическая установка;

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;

ОНП - остаточные нефтепродукты.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1 ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ РАЗДЕЛЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ.....	13
1.1 Технология процесса подготовки нефти	13
1.2 Свойства и компонентный состав продукции нефтяных скважин...	14
1.3 Методы разрушения водонефтяных эмульсий	16
1.4 Механический способ разрушения водонефтяных эмульсий.....	18
1.5 Термический способ разрушения водонефтяных эмульсий	22
1.6 Электрический способ разрушения водонефтяных эмульсий.....	24
1.7 Химический способ разрушения водонефтяных эмульсий.....	25
1.8 Свойства деэмульгаторов.....	28
1.9 Характеристика применяемых деэмульгаторов.....	30
2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	34
2.1 Общие сведения объекта подготовки нефти на примере УПСВ-11 Х месторождения	34
2.2 Описание методики исследований	40
2.3 Внедрение нового оборудования «Газовый сепаратор-каплеотделитель».....	42
3 РАСЧЕТНО-АНАЛИТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	44
3.1 Проведение опытно-промышленных испытаний.....	44
3.2 Результаты проведенных исследований на установке предварительного сброса воды	47
3.3 Оценка влияния сепаратора каплеотделителя на подготовку установки предварительно сброса воды	49
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	51
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	51
4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	51
4.1.2 Анализ конкурентных технических решений.....	52
4.1.3 SWOT-анализ.....	52
4.2 Структура работ в рамках научного исследования.....	54
4.2.1 Определение трудоемкости выполнения работ.....	55
4.2.2 Разработка графика проведения научного исследования	55
4.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ).....	60

4.3.1	Расчёт материальных затрат НИИ.....	60
4.3.2	Расчет затрат на оборудование для научных (экспериментальных) работ.....	60
4.3.3	Расчет амортизационных отчислений.....	60
4.3.4	Основная заработная плата исполнителей.....	61
4.3.5	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)...	63
4.3.6	Накладные расходы.....	64
4.3.7	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.....	64
4.4	Определение эффективности исследования.....	65
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	69
5.1	Производственная безопасность ...	69
5.1.1	Отклонение показателей микроклимата в помещении.....	69
5.1.2	Превышение уровней шума	71
5.1.3	Повышенный уровень электромагнитных излучений.....	72
5.1.4	Поражение электрическим током.....	73
5.1.5	Пожарная опасность	76
5.2	Экологическая безопасность	79
5.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	82
5.4	Производственная безопасность.....	85
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	87
	Список использованных источников.....	88

ВВЕДЕНИЕ

X нефтяное месторождения относится к месторождениям Западной-Сибири, которые уже длительное время являются основным источников углеводородного сырья для нашей страны, эксплуатация которых выполняется уже более 60 лет. В силу этого многие из них сейчас находятся на стадии снижения уровня добычи, которое обуславливается как уменьшением дебита добывающих скважин, так и увеличением содержания воды в добываемой продукции. К категории таких месторождений относится X. По совокупности параметров разработки данные месторождения переходят на завершающую стадию. Как показывает негативная практика эксплуатации месторождений региона, обводненность продукции на данном этапе будет составлять 85 – 95 %, в результате подтягивания подошвенных вод к зонам отбора добывающих скважин.

Подготовка нефти к переработке осуществляется путем удаления из нее воды, минеральных солей и механических примесей обеспечивают такие процессы как обезвоживание и обессоливание нефти. Обезвоживание нефти проводят путем разрушения водно-нефтяной эмульсии, применяя различные методы. В настоящее время наиболее эффективным методом является обезвоживание нефти с применением деэмульгаторов. Деэмульгаторы – это син нефти и не ре тезированные химические соединения, которые не могут изменять свойства агируют с молекулами воды, после применения извлекаются из сточной воды.

Актуальность темы «Оптимизация технологии обезвоживания нефти на поздних стадиях разработки на примере X нефтяного месторождения. (Томская область)» определена увеличением содержания воды в продукции, поступающей с цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ) и установки предварительного сброса воды (УПСВ) месторождений, что предопределяет снижение эффективности процесса подготовки нефти до товарных качеств. Приоритетным в вопросе данной тематики является выбор наиболее эффективного деэмульгатора, а также внедрение нового оборудования.

Объектом исследования является индивидуальный и рациональный подбор эффективных и экономичных деэмульгаторов, а также необходимо учитывать особенности конкретной установки и то, что свойства поступающей на подготовку эмульсии носят индивидуальный характер.

Предметом исследования являются оптимизации технологии подготовки нефти на примере УПСВ-11 X нефтегазового месторождения за счет выбора наиболее эффективного и экономически выгодного деэмульгатора или внедрение нового оборудования.

Исходя из поставленной цели, были сформулированы следующие задачи:

- 1) Провести опытно промышленные испытания деэмульгаторов СНПХ-4315 и UNIDEM ES-301, для проверки эффективности подготовки нефти и подтоварной воды, установить влияние различных факторов на процесс формирования устойчивых водонефтяных эмульсий, описать существующие методы разрушения водонефтяных эмульсий, описать основные характеристики деэмульгаторов;

- 2) Провести ежедневный контроль работы вновь смонтированного фильтра-каплеотделителя, с фиксацией параметров его работы и откачки дренажной ёмкости в вахтовом журнале;

- 3) Провести анализ результатов промыслового испытания деэмульгаторов и дать экономическую оценку эффективности их применения.

1 ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ РАЗДЕЛЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ

1.1 Технология процесса подготовки нефти

Нефть не сразу становится товарным продуктом. Этому предшествует многоэтапный технологический процесс подготовки. На каждом месторождении, продукция, поступающая из скважин, проходит предварительную подготовку на объектах добычи и подготовки нефти. Далее нефть транспортируется в центральные пункты сбора, где ее окончательно доводят до товарной кондиции для сдачи потребителю. Цель промышленной подготовки нефти – удаление из нее воды, различных механических примесей и извлечение нефтяного газа.

Процесс разгазирования пластовой нефти, т.е. выделение из нее попутного газа, может начинаться уже в насосно-компрессорных трубах нефтяных скважин. По мере движения продукции из скважин по нефтегазопроводам также происходит выделение нефтяного газа. Таким образом, поток пластовой нефти переходит из однофазного состояния в двухфазное – разгазированная нефть и попутный нефтяной газ. Это происходит в результате падения давления и изменения температуры пластовой жидкости. При этом объем газа, выделяемого из пластовой нефти, увеличивается. Однако совместное хранение или транспортировка нефти и ПНГ экономически нецелесообразны. Как правило, объем выделяемого газа в несколько раз превышает объем жидкости. Потребовались бы огромные герметичные емкости и трубопроводы большого диаметра. Поэтому на объектах добычи и подготовки нефтегазовый поток разделяют на два – нефтяной и газовый.

Сырой газ с промысла поступает в приёмный сепаратор, где освобождается от нефти, пыли, конденсата.

Нефтегазосодержащая жидкость (нефть, газ, пластовая вода) с фонда скважин поступает на входную гребенку УПСВ, где производится ввод деэмульгатора. С гребенки жидкость поступает на первую ступень сепарации

нефтегазовые сепараторы. Отсепарированная на первой ступени сепарации обводненная жидкость с сепараторов первой ступени поступает в газоотделитель трубный наклонный для дальнейшего дегазирования (вторая ступень сепарации). Где при подъеме вверх за счет снижения давления, полностью дегазируется, далее раз газированная жидкость поступает в резервуар вертикальный стальной, где происходит гравитационный отстой и отделение нефти от воды с дальнейшей перекачкой нефти на УПН.

1.2 Свойства и компонентный состав продукции нефтяных скважин

Основными компонентами продукции нефтяных скважин являются нефть, газ и вода. Относительное содержание этих компонентов в разные периоды разработки нефтяных месторождений может колебаться в широких пределах.

Нефть по химическому составу представляет собой сложную природную смесь углеводородов, сочетание которых обуславливает ее физические и химические свойства. Нефть как полезное ископаемое, по своей геохимической природе относится к петролитам, категории природных битумов, способных растворяться в сероуглероде. Кроме нефти к петролитам относятся такие полезные ископаемые как озокерит, асфальт, природный газ. В свою очередь полезные ископаемые группы петролитов входят в группу горючих полезных ископаемых, определяемых термином каустобиолиты. Каустобиолиты - это горючие минералы органического происхождения, являющиеся продуктами преобразования остатков растительных и животных организмов [1].

Согласно существующим нормам, нефти по плотности подразделяются на 5 типов: особо легкую с плотностью до 830 кг/м^3 ; легкую с плотностью $830 - 850 \text{ кг/м}^3$; среднюю с плотностью $850 - 870 \text{ кг/м}^3$; тяжелую с плотностью $870 - 895 \text{ кг/м}^3$; битуминозную с плотностью более 895 кг/м^3 . Плотность нефти, аналогично другими углеводородам и минеральным ассоциаци-

ям, находиться в прямой зависимости от термобарических условий их нахождения [2].

Вязкость нефти также изменяется в широких пределах - от 1,98 до 265,9 мм²/с. Она зависит от фракционного состава и температурных условий, а также от содержания смолисто-асфальтеновых веществ. Относительно меньшей вязкостью характеризуется нефть, содержащая большое количество легких фракций.

Нефть - легковоспламеняющаяся жидкость, температура вспышки которой может изменяться в широких пределах от минус 35 до плюс 121°С. Широкие границы данного параметра определяются фракционным составом, и прежде всего, содержанием в нефти растворённых горючих углеводородных газов [3].

Структурно, нефть является смесью более 1200 индивидуальных веществ, из которых 80 – 90 % - жидкие углеводороды, 4 – 7 % - гетероатомные органические соединения преимущественно сернистые, азотистые и кислородные, и металлоорганические соединения на долю которых приходится около 1 %.

Так же в нефти присутствуют растворённые углеводородные газы, прежде всего метан и его гомологи, вода, различные минеральные соли, растворы солей органических кислот, механические примеси, и другие соединения. В силу этого, поступающая из нефтяных добывающих скважин продукция одновременно с нефтью содержит в своем составе пластовые воды с растворенными в ней солями, газообразные и парообразные соединения, минеральные частицы продуктивного пласта, продукты коррозии промышленного оборудования [3].

Как правило, в начале разработки месторождения пластовая вода в продукции скважин может присутствовать в незначительном количестве от долей % до единиц. В процессе эксплуатации нефтяного месторождения ее количество может достигать в продукции скважины 95 % и более. Это происходит в силу особенностей строения нефтяных залежей, которые как пра-

вило, обладают высокоминерализованной водной зоной, расположенную под нефтяной частью. И по мере отбора нефти скважинами, граница раздела между нефтяной и водной частями приближается к призабойной зоне скважин [3]. Поэтому в процессе разработки месторождений систематически определяют обводненность продукции скважины, или обводненность нефти, которую принято измерять в процентах.

Пластовые воды месторождений нефти - это высокоминерализованная среда, с содержанием водорастворенных солей более 200 г/л. Общая минерализация пластовых вод измеряется в единицах массы растворенного вещества на единицу объема воды, и в зависимости от глубины, или местоположения, может изменяться в десятки раз. Даже для одного продуктивного пласта.

Кроме солей, образующих истинные растворы, в пластовой воде присутствуют водорастворимые газы, химические соединения образующие неустойчивые коллоидные растворы, и другие вещества [3].

1.3 Методы разрушения водонефтяных эмульсий

Процесс обезвоживания и обессоливания добываемой скважинами продукции значительно затруднен тем, что нефть и пластовая вода образуют стойкие эмульсии типа "вода в нефти". Для их разрушения требуются специфические условия, способствующие более частому столкновению рассеянных в нефти капель воды, с их постепенным слиянием, дальнейшим выделением из водонефтяной среды [3].

Поэтому каждая из применяемых технологии обезвоживания и обессоливания нефти основывается на процессе, направленном на опосредованное разрушение водонефтяных эмульсий. При этом, в процессе обезвоживания деэмульгированию подвергают водонефтяную эмульсию, с выделением основной части воды и содержащихся в ней солей. А при обессоливании деэмульгированию подвергают искусственную эмульсию, создаваемую за счет смешения нефти с промывной водой. Комбинирование данных процессов,

обеспечивает не только вывод из водонефтяной смеси воды, и растворенных в ней солей, но также удаление металлоорганических соединений, механических примесей, и другие компоненты оказывающих негативное влияние на процесс транспортировки [4].

Основные стадии процесса разрушения водонефтяных эмульсий, можно представить следующей последовательностью [5]:

- разрушение бронирующих слоев глобул воды;
- столкновение глобул воды между собой;
- слияние глобул воды и их укрупнение до капель;
- выпадение капель в сплошную водную фазу.

На сегодняшний день в практике нефтедобычи и подготовки существуют различные методы деэмульгации и обессоливания нефти. Это связано с тем, что качественно поступающие на обработку эмульсий всегда значительно отличаются друг от друга. Одни эмульсии достаточно легко разрушаются при отстое, для разрушения других отстаивание малоэффективно, но они быстро разлагаются под воздействием химических реагентов, третьи быстро разрушаются под воздействием электрогидратации и т. д.

Наличие значительного количества и разнообразие реализации методов деэмульсации нефти, осложняет и затрудняет выявление наиболее эффективных из них.

Все применяемые методы разрушения нефтяных эмульсий можно классифицировать существующие следующим образом [6]:

- механические – центрифугирование, фильтрация, воздействие ультразвуком, микроволновая обработка и др.;
- термические – промывка нефти горячей водой, подогрев и отстаивание при атмосферном и при избыточном давлении;
- электрические – воздействие электрическим полем переменного или постоянного тока на эмульсию;

- химические – внесение различных химических реагентов - деэмульгаторов в эмульсию.

Сущность любого их способов деэмульгирования обозначенных выше, заключается в целенаправленном создании условий, при которых обеспечивается наиболее полное и быстрое столкновение глобул воды в эмульсии, что приводит к слиянию и выделению их из нефтяной фазы.

Механические методы обеспечивают разрушение эмульсии естественным путем, или же с применением мероприятий, которые провоцируют механическое разрушение защитных пленок. Поэтому данный способ, обладает существенным недостатком – низкой производительностью. Кроме того, необходимость организации системы сепараторов, приводят к металлоемкости и громоздкости аппаратного оформления при его реализации. Значительное повышение продуктивности данных методов достигается при комплексировании с другими способами воздействия на эмульсию, такими как подогрев, внесение деэмульгатора, электрообработка и перемешивание [7].

1.4 Механический способ разрушения водонефтяных эмульсий

Механический способ разрушения эмульсий основан на применении отстаивания, центрифугирования и фильтрования.

Для механического разделения водонефтяной эмульсии применяются сепараторы, отстойники, центрифуги и фильтры. Этот способ относится к одним из наиболее простых в техническом плане. Для его осуществления не требуется сложных производственных решений: процесс основывается на физических свойствах жидкостей и силе гравитации. Наиболее широко применяется с обводненной нефтью, но не является эффективным для ее глубокого обезвоживания и эксплуатации с мелкодисперсными эмульсиями [8].

- **Отстойники нефти: принцип действия и устройство**

Нефтяные отстойники составляют основное оборудование, которое применяется для отделения воды от нефти без применения подогрева и до-

полнительных устройств. Благодаря этому они выступают в качестве первого этапа очистки нефти и ее обезвоживания.

Принцип работы отстойников заключается в осаждении дисперсной влаги за счет действия гравитационных сил: вода и нефть имеют разный удельный вес, за счет чего более тяжелые и крупные частицы (капли воды) оседают внизу емкости, а уже обезвоженная нефть поднимается и выводится через верхнюю часть корпуса.

На эффективность отстаивания нефти влияют такие факторы, как:

- физико-химические свойства водонефтяной эмульсии: плотность, вязкость, диаметр дисперсных частиц
- скорость движения потока
- площадь поверхности отстаивания

Процесс отделения воды от нефти может происходить как непрерывно, так и периодически. В первом случае рабочая жидкость постоянно проходит через отстойник. Во втором - отстаивание осуществляется в сырьевых резервуарах, в которых осаждение воды происходит по факту наполнения [9].

Отстаивание основывается на гравитационном осаждении капель воды в нефти и проводится в отстойниках, роль которых часто исполняют сырьевые резервуары. Таким образом, отстаивание может выступать в качестве первичной стадии очистки и обезвоживания нефти. Отстойники могут быть периодического или непрерывного действия, с горизонтальным или вертикальным направлением движения нефти, а также отличаться по конструкции.

Так распространены отстойники, оформленные в корпусе горизонтального резервуара. Подача и распределение водонефтяной эмульсии происходит через питающий патрубок и соединенный с ним распределитель. В процессе отстаивания эмульсия подвергается расслоению, что приводит к образованию дренажного слоя воды на дне отстойника и слоя обезвоженной нефти вверху. При этом в центральной части аппарата в зоне отстаивания происходят основные процессы: соударение дисперсных частиц, их слияние и укрупнение с последующим оседанием на дно под действием силы тяже-

сти. В отстойнике также могут быть предусмотрены штуцеры для удаления шлама и скапливающихся газов [9].

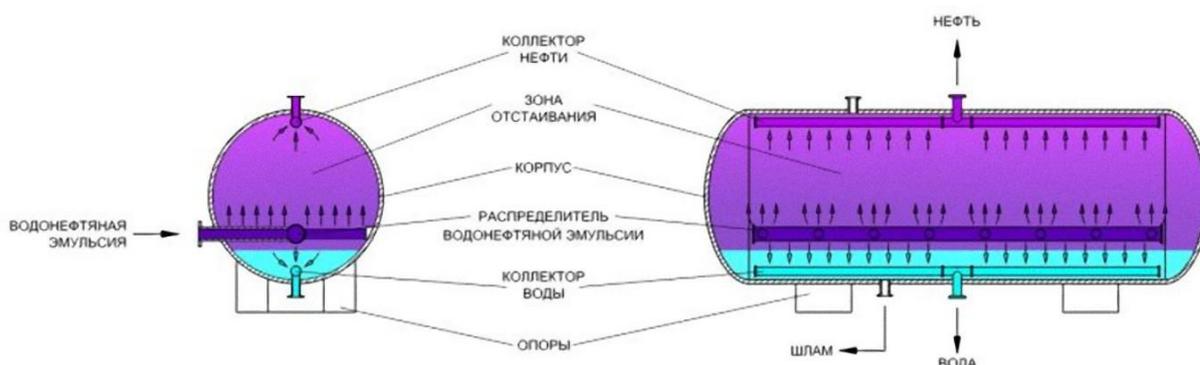


Рисунок 1.1 – отстойник горизонтальный

В зависимости от технического оснащения нефтеперерабатывающего предприятия нефтяная эмульсия подается в емкость по горизонтали или по вертикали. При этом принцип действия не меняется. Лишь при вертикальном движении создается большой напор и давление.

Горизонтальный способ размещения наиболее распространен благодаря высокой производительности и площади отстаивания. Дополнительно в некоторых типах оборудования может выполняться обессоливание нефти, например, в аппаратах типа БОН. Осевшие примеси и шлам удаляются механическим или гидравлическим способом в зависимости от степени оснащения оборудованием и степенью автоматизации.

Внутри нефтяные отстойники разделены перегородками на отсеки, в которых происходит постепенное осаждение дисперсной жидкости и отделение нефти при давлении от 0,6 МПа до 2,5 МПа. Внутреннее устройство агрегатов позволяет равномерно распределять эмульсию, что препятствует созданию возмущения из-за входящей струи [10].

- **Центрифуги и фильтры для разделения водонефтяной эмульсии**

Процесс расслоения проходит более интенсивно в **центрифугах** (по сравнению с отстойниками), в которых создаются центробежные силы. Данный способ используется только с нестойкими эмульсиями, является энерго-

затратным из-за высокого электропотребления для создания высокоскоростных центробежных ускорений, превышающих свободное падение. Кроме того, наличие в рабочей среде механических примесей замедляет скорость движения потока и, следовательно, снижает производительность установки [11].

В качестве примера центробежного аппарата, способного разделять водонефтяные эмульсии, можно рассмотреть трикантер (Рисунок 1.2), представляющий собой горизонтальную центрифугу для разделения трехфазных сред. То есть помимо стандартного отделения твердой фазы в поле центробежных сил также происходит и расслоение нефтяной и водной фаз эмульсии с их последующим отдельным выводом из аппарата.

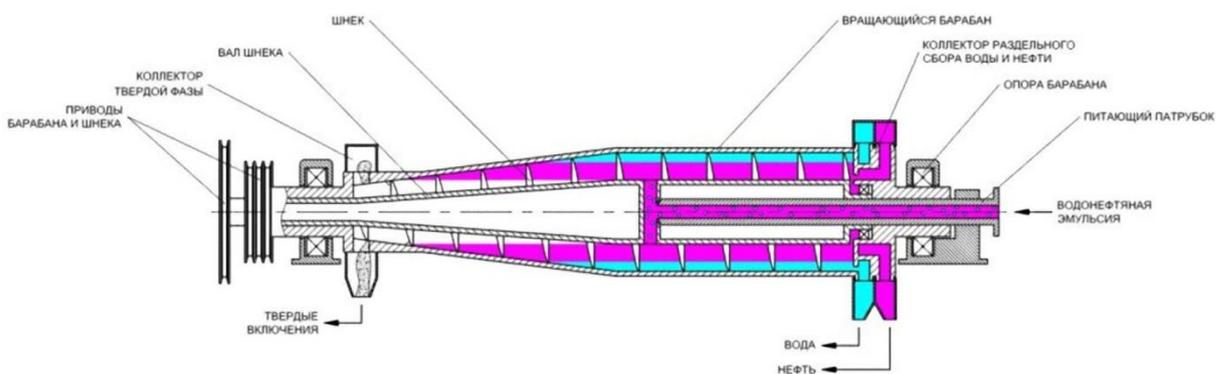


Рисунок 1.2 – Трикантер

Внутри вращающегося барабана, который и создает поле центробежных сил, располагается шнек, задача которого состоит в удалении из трикантера осаждаемых твердых включений. Шнек и барабан имеют различные угловые скорости, поэтому обычно оснащаются отдельными приводами. Исходная водонефтяная эмульсия подается в барабан через центральную питающую трубу, расположенную внутри вала шнека. В ходе расслоения фаз внутри барабана образуется два кольца жидкости: водяное и нефтяное. Первое (водяное) за счет большей плотности располагается дальше от оси вращения, а второе (нефтяное) – ближе. Это позволяет организовать их отдельный отвод с помощью коллекторной системы, выводные отверстия которой расположены одно ближе к стенке барабана, другое – к стенке вала шнека,

чем и обеспечивается удаление соответствующих фаз. Отвод жидкостей осуществляется самотеком [11].

Несмотря на все недостатки, механические методы применяются повсеместно еще и потому, что обладают высокой синергией с другими методами, направленными в первую очередь на разрушение водной эмульсии, благодаря чему нивелируется основной недостаток отстаивания – невозможность разделять устойчивые мелкодисперсные эмульсии.

Особенности процесса механического разделения водонефтяной эмульсии требуют использование дополнительных методов обезвоживания нефти. Например, при нагреве жидкости в деэмульгаторах до 100°C снижается ее вязкость и плотность. А при прохождении эмульсии через электрическое поле переменной частоты и при высоком напряжении в электродегидраторах происходит разрушение эмульгированной оболочки и поляризация частиц воды.

Совместное использование всех методов обезвоживания нефти позволяет получить нефть глубокой очистки с содержанием воды до 0,1% [12].

1.5 Термический способ разрушения водонефтяных эмульсий

Воздействие температуры на водонефтяные эмульсии заключается в том, что нефть, подвергаемую обезвоживанию, перед отстаиванием нагревают до температуры 45-80 °С используя различное оборудование. 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 [13].

Одним из простейших способов усилить деэмульгацию является термическая обработка. При нагревании водонефтяной эмульсии интенсифицируются различные процессы, способствующие разрушению дисперсной фазы и ее последующему расслоению. Так с ростом температуры снижается вяз-

кость нефти, усиливается броуновское движение и возрастает разница в плотности между двумя фазами. Кроме того, облегчается и коалесценция капель за счет ослабления их защитного слоя, чему способствует расплавление бронирующих кристаллов парафинов и асфальтенов и увеличение растворимости в нефти природных эмульгаторов [14].

Наиболее подходящая температура нагрева водонефтяной эмульсии определяется индивидуально и зависит от разных параметров, но общий принцип такой, что для более легкой и маловязкой нефти она берется ниже, чем для более вязкой и тяжелой. Так температура нагрева для деэмульсации может варьироваться в больших диапазонах от 60-70 °С до 120-140 °С. Нагрев приводит к испарению легких фракций нефти, что влечет за собой дополнительные потери, повышение пожароопасности и ужесточение требований по герметизации, что налагает дополнительные требования для такого оборудования.

Примером использования термического метода разрушения водонефтяных эмульсий может служить принцип работы аппарата, называемого хитер-третер (Рисунок 1.3).

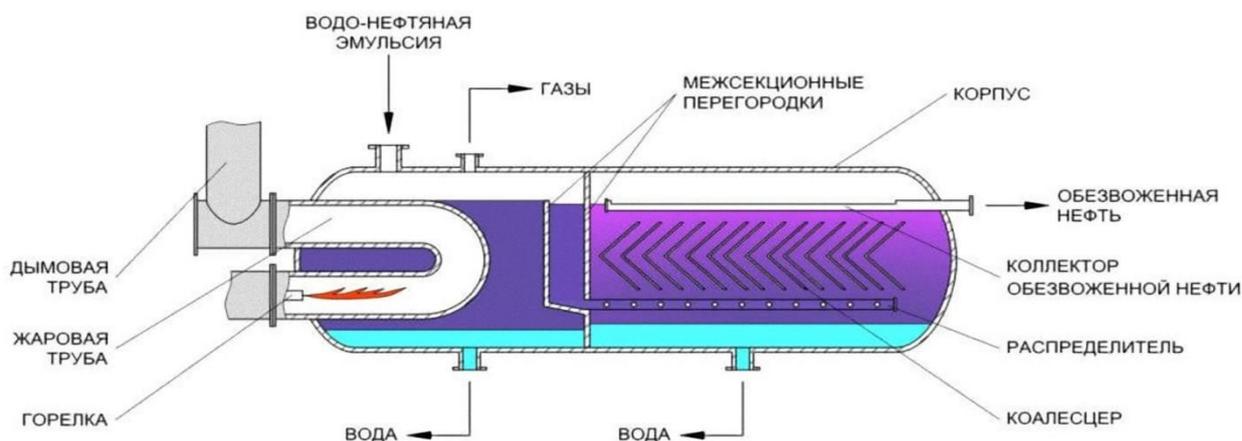


Рисунок 1.3 – хитер-третер

Хотя нужно отметить, что в общем случае в аппарате используется комбинированный метод, когда эмульсию подвергают не только нагреву, но и последующему отстаиванию или даже воздействию электрического поля. В

данном случае хитер-третер функционально и конструктивно делится на две части, разделенные переливом. Исходная водонефтяная эмульсия поступает в левую часть аппарата, где расположена жаровая труба, внутри которой работает горелка. Она в свою очередь является источником топочных газов, которые нагревают эмульсию за счет теплообмена через стенки, после чего направляются в дымовую трубу на очистку и выброс [14].

1.6 Электрический способ разрушения водонефтяных эмульсий

Электрический способ нашел применение на промыслах и особенно на нефтеперерабатывающих заводах. Сущность его заключается в том, что под действием на эмульсию электрического поля, созданного высоким напряжением переменного тока, пленка разрывается и эмульсия разрушается [15].

Воздействие электрического поля высокой напряженности также может способствовать разрушению водонефтяной эмульсии, особенно в случае обратной эмульсии, когда вода диспергирована в нефти. Это обусловлено значительной разницей между электропроводностью нефти и воды с растворенными в ней солями со значительным перевесом в сторону последней. По этой причине данный метод с успехом может применять как часть процесса обессоливания нефти на этапе отделения промывной воды.

Находясь в электрическом поле постоянного напряжения, капли воды стремятся выстроиться в цепочки вдоль силовых линий, и в свою очередь между отдельными цепочками возникают свои электрические поля, что в конечном итоге приводит к пробоем электронов и разрыву защитных оболочек дисперсных частиц с их последующим слиянием. Тем самым достигается разрушение эмульсии. Если же электрическое поле является переменным, то процесс деэмульсации ускоряется в несколько раз, что обусловлено облегчением разрыва оболочек вследствие возникающих в них перенапряжений, а также увеличением числа столкновений капель.

Наиболее распространенный вариант электродегидратора представляет собой горизонтальную емкость, в которой подобно отстойнику предусмотрен

распределитель исходной водонефтяной эмульсии и коллекторы для сбора и вывода разделенных фракций. Ключевое отличие состоит в организации в аппарате области электрического поля высокой напряженности, возникающего между электродами, подвешенными на изоляторах в пространстве электродегидратора (Рисунок 1.4), которые подключены к источнику напряжения через трансформатор [16].

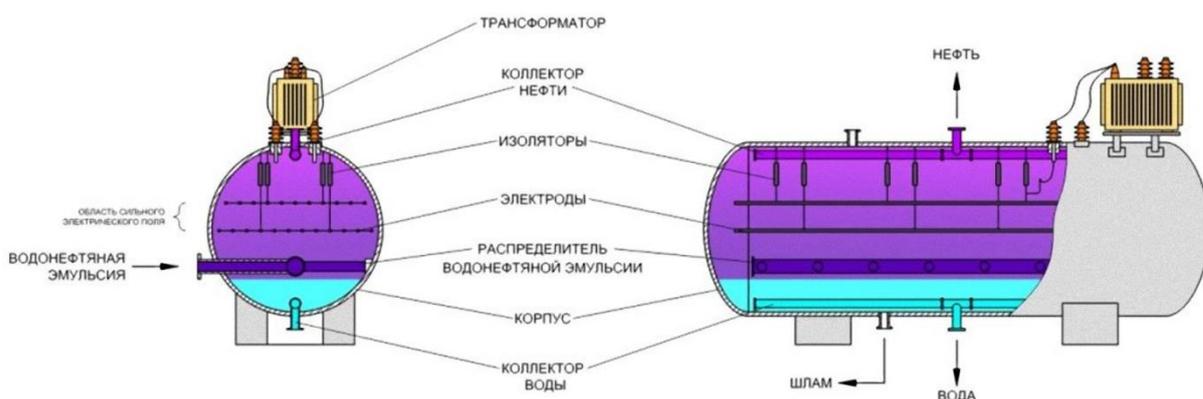


Рисунок 1.4 – Электродегидратор

Подвергаемая разделению смесь воды и нефти поступает в аппарат через питающий штуцер в нижнюю его часть и распределяется в горизонтальной плоскости. Частичное обезвоживание, когда отделяется крупнодисперсная вода, начинается еще в нижней части аппарата до момента, когда эмульсия попадет в область действия электрического поля высокого напряжения, где начнется разрушение тонкодисперсной водной фазы в зоне, расположенной между электродами. Там происходит окончательное обезвоживание, после чего очищенная нефть поднимается выше и выводится через верхний коллектор, в то время как через нижний коллектор выводится скапливающаяся на дне электродегидратора вода.

Такие аппараты могут иметь не только горизонтальное, но и вертикальное и шаровое исполнение, которые, тем не менее, получили не такое широкое распространение. Также могут наблюдаться значительные вариации в конструкции электродов, зонах подачи эмульсии, расположении коллекторов и т.д. [17].

1.7 Химический способ разрушения водонефтяных эмульсии

Наиболее широко в практике отечественной нефтедобычи при обезвоживании нефти приобрел термохимический способ отстаивания с подогревом, и добавлением деэмульгатора.

Для достижения высокой степени обессоливания на электрообессоливающих установках сочетается термохимический способ с электрическим. При этом на водонефтяную эмульсию оказывается воздействие не только нагреванием и электрическом полем, но также применяется подача деэмульгатора и гравитационное отстаивание [18].

Массовое распространение при обезвоживании малоустойчивых нефтяных эмульсий на промыслах нашел метод гравитационного отстаивания, поскольку он наиболее прост в технологическом аспекте реализации. В данном методе нефть, после смешения ее с деэмульгатором, направляют в резервуары и выдерживают более 48 часов. Во время выдержки непрерывно происходят процессы коагуляции капель воды, что обеспечивает постепенное оседание на дне наиболее крупных капель под действием сил тяжести, и постепенным их скапливанием в виде четкого слоя подтоварной воды.

Однако гравитационный процесс отстаивания малопродуктивный и недостаточно эффективный метод, особенно для устойчивых эмульсий [16]. Большой эффективностью характеризуется горячий отстой, когда за счет увеличения температуры водонефтяной эмульсии до значений плюс 50 – 70 °С, облегчается протекание процессов коагуляции капель воды, и ускоряется обезвоживание нефти [18]. Недостатком гравитационных методов является их малая эффективность и низкая продолжительность.

Как уже отмечалось, водонефтяные эмульсии - это стойкие системы, которые под действием только одной силы тяжести в промышленных условиях не расслаиваются. Для их полного разрушения требуется создание условий, способствующих столкновению и слиянию диспергированных капелек воды, и их выделению из нефтяной среды. В силу этого более эффективными являются химические и термохимические методы деэмульгирования.

Химические методы основываются на вводе в водонефтяную эмульсию специальных веществ, называемых деэмульгаторами. Действие деэмульгаторов основывается на их адсорбции на поверхности раздела фаз "нефть - вода", и вытеснении поверхностно-активных природных эмульгаторов. Пленка на границе раздела непрочная, что обеспечивает постепенное слияние мелких капель в крупные [19].

За счет увеличения температуры водонефтяной эмульсии, скорость и глубина химического обезвоживания значительно увеличивается. Такой эффект достигается за счет уменьшения вязкости составных компонентов эмульсии, прежде всего нефти, что обеспечивает более легкое течение процесса коалесценции капель воды.

При обезвоживании эмульсии одновременно с водой удаляется основная масса солей. Но даже при глубоком обезвоживании нефти, до содержания в ней пластовой воды 0,1 %, при изначально высокой минерализации попутной воды, в обработанной нефти содержание солей может составлять достигать 100 - 300 мг/дм³, и больше [19]. Поэтому для максимально полного удаления солей из нефти используют процесс обессоливания нефти, многократно промывая ее пресной водой, с последующим удалением воды вместе с растворенными в ней солями.

Использование электрического тока промышленной частоты в сочетании с термохимией для обезвоживания и обессоливания нефти используется для разрушения искусственных нефтяных эмульсий практически на всех нефтеперерабатывающих заводах. Основным преимуществом данного метода является его высокая эффективность при низком расходе деэмульгатора, а также возможность разрушения эмульсии и отделения воды в одном сосуде, без отстаивания в дополнительных емкостях [19].

Кроме описанных выше, в практике подготовки нефти применяют и другие методы воздействия на эмульсию для её разрушения. Так промышленно применяют такие механические методы как вибрационное воздействие, обработку ультразвуком и фильтрацию [20]. В некоторых случаях, для

повышения интенсивности расслоения стойких дисперсных водонефтяных эмульсий используют специальные центрифуги, где воздействие центробежных сил превосходит в десятки тысяч раз, и стойкие эмульсии разрушаются практически мгновенно. Однако данные случаи являются частностями, и в широком массовом применении не реализуются.

В целом, сформированные тенденции к применению высокопроизводительных методов добычи нефти, таких как ЭЦН, и увеличение обводненность скважины в силу “старения” фонда месторождений, определяют актуальность вопроса борьбы с эмульсиями, и стимулируют ужесточение требований к качеству подготовки нефти. Поэтому в практике современного промышленного деэмульгирования широкое применение получили комбинированные способы разрушения водонефтяных эмульсий. Используемые способы основываются на включение в технологический цикл сочетаний механического, термического и химического методов [21].

1.8 Свойства деэмульгаторов

Деэмульгатор – реагент, используемый для разрушения эмульсий, которые образованы из взаимно нерастворимых (мало растворимых) веществ, одно из которых раздроблено в другом в виде мелких капелек (глобул). Химическое деэмульгирование является одним из основных методов разрушения эмульсий. Достоинствами данного способа является простота его реализации, нечувствительность метода к колебаниям содержания воды, возможность заменять деэмульгатор без комплексной замены оборудования и изменения технологического процесса. Относительно своего структурного состава, современные деэмульгаторы применяемые при подготовке нефти - это вещества, полученные сложным многостадийным синтезом, состоящие из нескольких компонентов [22].

Деэмульгаторы относятся к категории поверхностно-активных веществ (ПАВ). Четкие границы у данного класса веществ отсутствуют. Но для них характерной чертой является дуализм проявления химического взаимодей-

ствия, когда при изменении концентрации они могут взаимодействовать с эмульсией как её стабилизаторы.

В начале развития нефтяной промышленности, способность ПАВ разрушать водонефтяные эмульсии была определена в ходе опытных работ.

Начиная с 50-х годов прошлого века деэмульгаторы ПАВ с сульфатной группой сменились ПАВ являющимися продуктами реакции оксида этилена со спиртами, жирными кислотами и алкилфенолами [23].

В настоящее время в качестве химических деэмульгаторов при обессоливании и обезвоживании нефти используются неионогенными и ионогенными ПАВ. Наибольшей эффективностью, и закономерно наибольшим распространением в практике разрушения водонефтяных эмульсий получили неионогенные ПАВ. Неионогенные ПАВ - это соединения, которые не содержат ионизирующих конечных групп, и находящихся в водном растворе в молекулярной форме.

К неионогенным ПАВ относятся продукты конденсации оксида этилена с разными органическими веществами, содержащими активный атом водорода. Исходным сырьем для синтеза могут быть также органические кислоты, фенолы, спирты, амины, меркаптаны, амиды кислот [24].

С позиции использования деэмульгатора как реагента для подготовки нефти, его важнейшим качеством является высокая способность при минимальном расходе и низкой температуре обеспечить глубину обезвоживания и обессоливания согласно требованиям [25]. Данное свойство деэмульгатора принято называть деэмульсационной способностью. Количественно, деэмульсационная способность отражает отношение весового количества получаемой товарной нефти к весовому применяемого деэмульгатора.

На момент активации деэмульгатора он находится в составе водонефтяной эмульсии. Однако по мере отделения воды от нефти, его количество распределяется между водяной, либо нефтяной фазами. Данный процесс имеет значительный практический интерес, поскольку представление о закономерностях его протекания оказывает влияние на аспекты использования

деэмульгаторов, прежде всего связанных с их дозировкой и повторным использованием [25].

Характер распределения деэмульгатора между нефтяной и водной фазами зависит от многих факторов - тип деэмульгатора, состав нефти, минерализация воды, температура, и др. Например повышение минерализации воды, и повышение температуры выше температуры помутнения, приводят к переходу деэмульгатора в нефтяную фазу. Интенсивность перехода деэмульгатора в водную фазу, в большей степени определяются интенсивностью перемешивания водонефтяного потока [26].

Принцип действия деэмульгаторов до конца не известен. Между тем результат разделения эмульсии, более чем очевиден и подтвержден многими десятилетиями практики. В настоящее время существует несколько гипотез, объясняющих их действие [27].

Общепризнанной является теория, высказанная академиком П.А. Ребиндером. Она объясняет действие деэмульгатора, его способностью вытеснять с поверхности раздела фаз имеющиеся внутри эмульсии эмульгаторы. Это происходит по причине более высокой, в сравнение с веществами входящими в состав эмульсии, поверхностной активности деэмульгатора. Поэтому данная теория связывает высокую поверхностную активность с эффективностью деэмульгатора. Однако накопленная к настоящему времени теоретическая и экспериментальная информация указывает что данное утверждение не всегда справедливо [27].

Известны предположения, объясняющие разрушение эмульсий не только описанными выше физическими, но и химическим взаимодействием на межфазной поверхности. При этом предполагается что деэмульгаторы выполняют роль катализаторов межфазных превращений, ускоряющие химические процессы на нескольких порядков [28].

1.9 Характеристика применяемых деэмульгаторов

В настоящее время потребности в деэмульгаторах нефтедобывающего производства полностью обеспечивают отечественными производителями, а применение импортных реагентов отмечается эпизодически.

Примером композиций на основе отечественных компонентов и модифицирующих добавок импортного производства являются разработки АО "НИИнефтепромхим", г. Казань, ООО "АргоТранс", г. Самара, для подготовки нефти месторождений Западной Сибири [28].

В большинстве используемых деэмульгаторов основным компонентом являются неионогенные ПАВ. К основным достоинствам данных соединений относятся то, что они хорошо растворяются в воде и нефти, имеют незначительные нормы расхода, инертны к кислотам и солям пластовой воды и нефти.

По типу применяемых неионогенных ПАВ, деэмульгаторы условно можно на три группы [29]:

- блоксополимеры оксидов этилена и пропилена. В данной группе полимеры бывают как на основе глицерина, этилендиамина, гликолей и др. веществ. К ним относятся такие известные реагенты как Лапрол, Дипроксамин, Нефтенол;
- реагенты на основе алкилфенолоформальдегидных смол. Смолы применяются как гидрофобная основа ПАВ;
- деэмульгаторы смоляного типа, содержащие оксиэтилированный продукт межфазной конденсации алкилфенола с числом углеродных атомов в алкильном радикале C8 - C12 с формальдегидом и ПАВ. К данной группе так же относятся такие деэмульгаторы как Полинол, сшитые деэмульгаторы, в которых образование высокомолекулярных продуктов происходит путем соединения исходных реагентов через OH^- или H^+ группу.

Первая группа деэмульгаторов уже достаточно длительное время применяется на производстве и имеет различные модификации, и основным их свойством является разрушение водонефтяных эмульсий.

Вторая группа деэмульгаторов представлена смешанными составами, которые кроме деэмульгирующих обладают флокулирующими свойствами, и способны проявлять высокую эффективность даже в условиях с низким содержанием нефти.

Эффективность регентов третьей группы складывается за счет большой молекулярной массы и конфигурации исходных веществ. Что проявляется в снижении расхода реагента, сокращении времени процесса разделения, улучшении процесса обессоливания нефти и качества дренажной воды.

Большинство современных деэмульгаторов характеризуется композиционным составом, обладающим широким спектром поверхностно-активных свойств и многофункциональностью, а именно [29]:

- предотвращают кристаллизации асфальто-парафиновых веществ;
- обладают функциями ингибитора коррозии;
- снижают вязкость водонефтяных эмульсий.

Также следует отметить, что тенденции в разработке деэмульгаторов, кроме повышения эффективности их действия рассматривают не только химические рецептуры, но и комплексный подход к подготовке скважинной продукции к введению реагента.

Таким образом, можно заключить, что основные тенденции для разработки реагентов и составов для разрушения водонефтяных эмульсий выдвигаемые со стороны нефтедобывающих предприятий следующие:

- универсальность – возможность применения реагента для нефти с различными физико-химическими характеристиками;
- многофункциональность – наличие у реагента положительного (отсутствие отрицательного) действия на ингибирование АСПО, снижения вязкости нефти, противокоррозионное воздействие на оборудование и трубопроводы;
- экономичность – возможность снижения количества применяемых реагентов за счёт дополнительных функций деэмульгатора.

Улучшение эффективности обработки водонефтяных эмульсий достигается при смешении различных классов ПАВ, например, неионогенных и анионактивных, или катионактивных и неионогенных. Их совместное действие проявляется усилении эффективности действия смеси, по сравнению с действием отдельно взятых её компонентов, то есть проявляется своеобразный синергетический эффект. Производители деэмульгаторов уже освоили данный подход, и на основании проявления аддитивных свойств реагентов, как отечественными, так и иностранными компаниями выпускаются целые линейки многокомпонентных деэмульгаторов, с возможностью опционального выбора составляющих [29].

Массообменные процессы, которые начинаются с момента ввода реагента деэмульгатора, являются важным аспектом, определяющим его эффективность. Это связано с тем, что для успешного и быстрого взаимодействия реагента и дисперсной фазы эмульсии, необходимо обеспечить быстрый и наиболее полный контакт между ними.

Прогноз поведения деэмульгатора и его взаимодействию с нефтяной фазой является важной физико-химической и технологической характеристикой, влияющей на выбор реагента [30].

2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Общие сведения объекта подготовки нефти на установке предварительного сброса воды X месторождения

Нефтяная промышленность начала развиваться в Томской области с открытием X месторождения в 1962 году. В 1966 году X месторождение было введено в промышленную разработку.

Оно расположено в северо-западной части Александровского района Томской области (Рисунок 2.1).

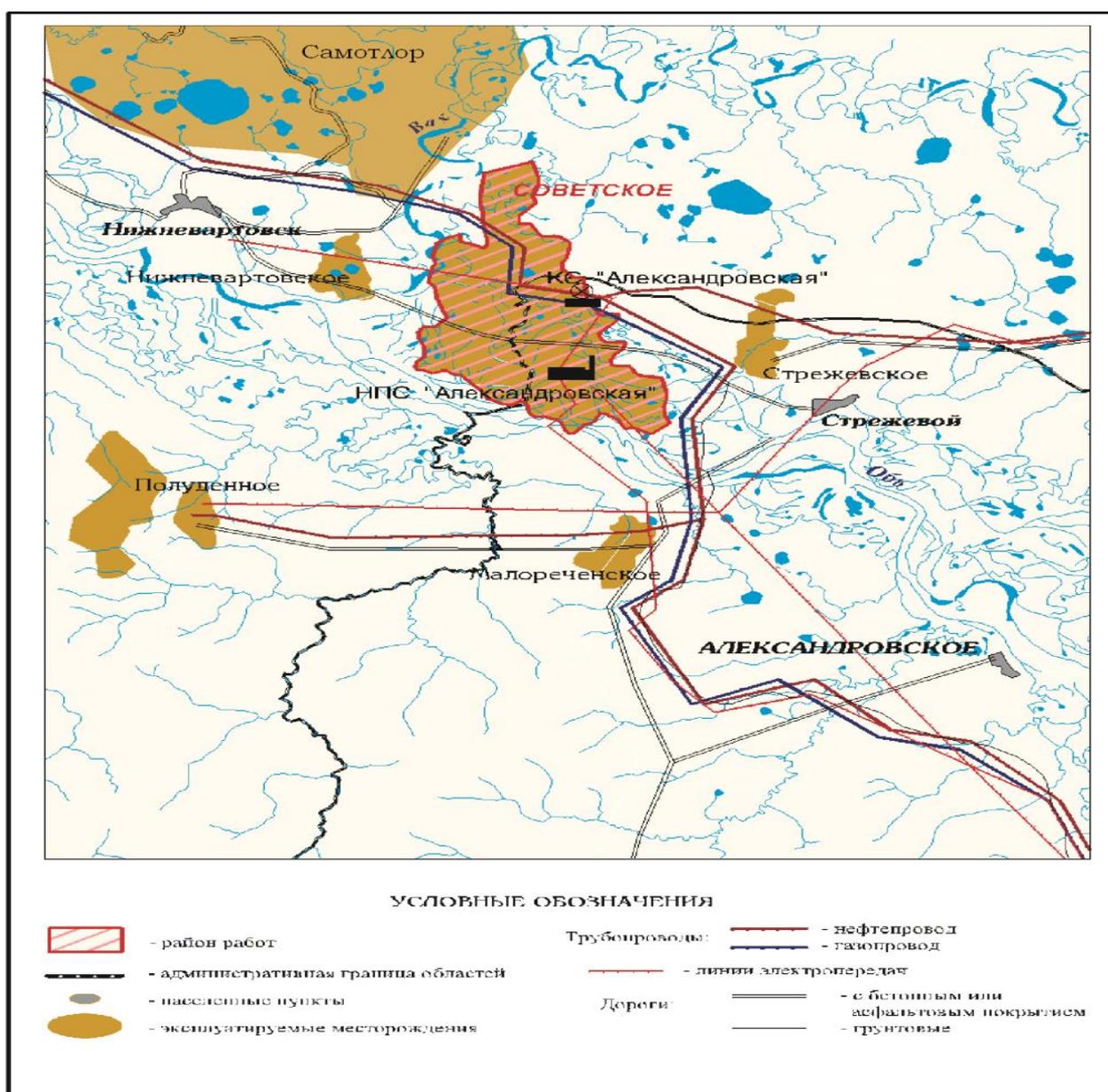


Рисунок 2.1 – Обзорная карта нефтедобывающего района

Месторождение находится в пределах Нижневартовского нефтегазового района, выделяемого в восточной части Среднеобской нефтеносной области. В первые два года после ввода в эксплуатацию осуществлялась пробная, а с 1968 года начата его промышленная эксплуатация. Начальные извлекаемые запасы нефти 249011 тыс. тонн. Накопленная добыча нефти с начала разработки составила 185929,8 тыс. тонн (на 01.01.2018) степень выработки – 74,6 процентов. В 25 километрах от месторождения расположен город Стрежевой, где расположена эксплуатирующая организация Н, осуществляющая его разработку.

Текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0,305, обводненность продукции составила 92 процентов, эксплуатационный фонд составляет 876 скважин, из них добывающий фонд-755 скважины и неработающий фонд 121 скважин.

Максимальный уровень добычи нефти (6,9 млн. тонн, темп отбора 3,1процентов) по месторождению был достигнут в 1977-78 годах.

Технологические сооружения действующей УПСВ-11 X нефтяного месторождения обеспечивают:

- непрерывный прием жидкости с фонда скважин кустов №№ 1а,1б,2б,7,72,72б,134,159,200 X месторождения.
- отбор газа первой ступени сепарации, выделившегося в сепараторах УБС-6300 №1,2 и подачу в систему газопровода для утилизации
- дегазацию нефти на концевой ступени сепарации УСТН и сжигание на факеле низкого давления, безопасную эксплуатацию резервуара РВС-5000.
- обезвоживание поступающей нефти до остаточного содержания в ней воды не более 5% и откачку ее на УПСВ-1 для дальнейшей подготовки.
- очистку пластовой воды от нефти, механических примесей,
- учет поступающей воды и подачи ее в водовод низкого давления для закачки в нагнетательные скважины.

- учет поступающей, нефти, газа высокого давления подаваемого в газопровод, учета газа, сжигаемого на факеле высокого давления и газа сжигаемого на факеле низкого давления

Год ввода УПСВ-11 в эксплуатацию – 1992 г.

В 2013 году проводился капитальный ремонт РВС-5000

Производительность установки предварительного сброса воды по жидкости – 3650000 м³/год (10000 м³/сут), по нефти – 105779 т/год (289,3 т/сут), по газу 9281950 м³/год (25430 м³/сут).

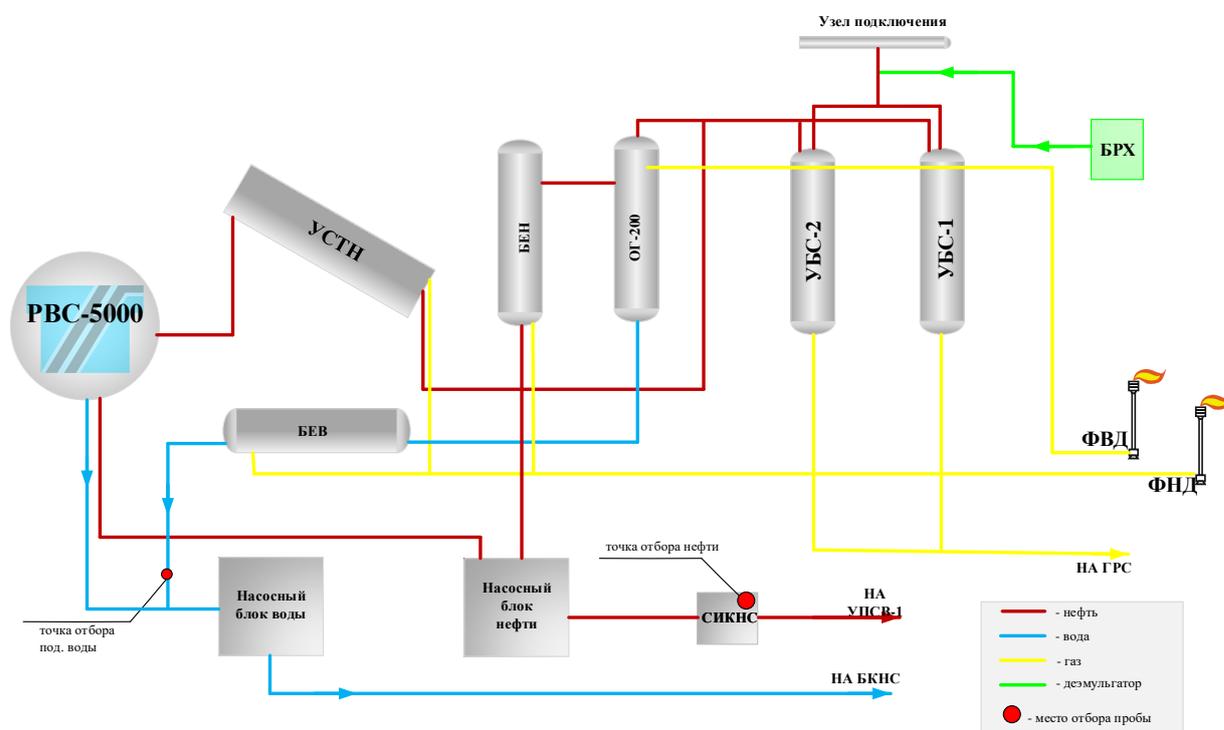


Рисунок 2.1 – Принципиальная технологическая схема УПСВ-11

Установка предварительного сброса воды (УПСВ-11) расположена на территории Томской области Александровского района

Технологический процесс разработан АО «ТомскНИПИнефть ВНК»

НАЗНАЧЕНИЕ ОСНОВНЫХ БЛОКОВ, УЗЛОВ И ОТДЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ НЕФТЕГАЗОСЕПАРАТОРЫ:

- УБС-6300 (Установка блочная сепарационная) №№1,2 являются сепараторами нефти первой ступени сепарации и предназначены для отделе-

ния из нефти свободного газа и подачи его в газопровод или на ФВД (факел высокого давления), а водонефтяная эмульсия с остаточным содержанием газа поступает в УСТН (Установка сепарационная трубная наклонная).

- ОГ-200 (Отстойник горизонтальный) предназначен для дополнительной разделения водонефтяной эмульсии на нефть и воду, а также для сбора и возврата уловленной нефти.

- БЕН (Буферная емкость нефти) Нефтегазосепаратор НГС-50 (Нефтегазосепаратор V-50м³) является аппаратом концевой ступени сепарации. Используется для остаточной дегазации нефти в режиме работы без РВС и подачи ее на прием насосных агрегатов насосной перекачки нефти, для откачки на УПСВ-1.

- БЕВ (Буферная емкость воды) Нефтегазосепаратор НГС-100 (Нефтегазосепаратор V-100м³)– является аппаратом концевой ступени сепарации. Используется для очистки подтоварной воды в режиме работы без РВС и подачи ее на прием насосных агрегатов насосной перекачки воды, для откачки в ВВД (Водовод низкого давления).

УСТАНОВКА СЕПАРАЦИОННАЯ ТРУБНАЯ НАКЛОННАЯ (УСТН) ЯВЛЯЕТСЯ КОНЦЕВОЙ СТУПЕНЬЮ СЕПАРАЦИИ И ПРЕДНАЗНАЧЕНА:

- для окончательного разгазирования поступающей жидкости в УСТН перед поступлением в резервуар;

- для предупреждения прорыва остаточного газа в резервуар РВС-5000;

- для подачи жидкости в резервуар РВС-5000;

- для очистки и подачи газа концевой ступени сепарации на ФНД.

РЕЗЕРВУАР ВЕРТИКАЛЬНЫЙ СТАЛЬНОЙ (РВС) ПРЕДНАЗНАЧЕН:

- для приемки, хранения, отпуска, учета нефти, водонефтяной эмульсии, подтоварной воды и ведения технологических процессов;

- резервуары — мера вместимости со своими градуировочными

характеристиками.

НАСОСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ:

- нефтяные ЦНС (Насос центробежный многоступенчатый секционный) - Н-1,2,3 – для откачки нефти на УПСВ-1 Х н.м.;
- водяные ЦНС (Насос центробежный многоступенчатый секционный) - Н-1,2,3 – для откачки воды в водовод низкого давления (ВНД);
- НВ (Насос вертикальный полупогружной) – НВ 50/50 – 1,2,4 - для откачки жидкости с ЕП-1,2,4;
- НД (Насос дозирочный) – для закачки химреагентов и систему трубопроводов;
- НМШ (Насос масляный шестеренчатый) – для закачки химреагентов в расходные емкости.

РАСХОДОМЕРЫ:

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ СВОБОДНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА (СИКГ): совокупность функционально объединенных средств измерений, систем обработки информации и технологического оборудования, предназначенного для:

- измерений объема попутного нефтяного газа;
- измерений параметров попутного нефтяного газа;
- вычисления объема попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям;
- отображения (индикации) и регистрации результатов измерений.

СИКГ – ГРС (Газораспределительная станция) - для измерений и учета расхода газа с первой ступени сепарации в систему газосбора.

СИКГ – ФВД (Факел высокого давления) - для измерений расхода газа с первой ступени сепарации, сжигаемого на факеле (газ высокого давления).

СИКГ ФНД (Факел низкого давления) - для измерений расхода газа с концевой ступени сепарации сжигаемого на факеле (газ низкого давления).

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ

СЫРОЙ (СИКНС): совокупность функционально объединенных средств измерений, систем обработки информации и технологического оборудования, предназначенного:

для измерений количества нефти, откачиваемой на УПСВ-1, в составе ИЛ-1, ИЛ-2, ИЛ-3(К) – (расходомеры нефти №№1,2, расходомер нефти контрольный (РН-1, РН-2, РН-К)).

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ ВОДЫ (СИКВ) - совокупность функционально объединенных средств измерений, систем обработки информации и технологического оборудования, предназначенного для измерений откачиваемой подтоварной воды.

ЕМКОСТИ ПОДЗЕМНЫЕ (ЕП):

- ЕП-1 - для сбора дренажа с насосной перекачки нефти, СИКНС, УБС-6300 №1,2, ОГ-200, БЕН;
- ЕП-2 - для сбора дренажа с насосной перекачки воды, БЕВ;
- ЕП-3 - для сбора промливневой канализации технологической площадки СИКНС, площадки первой ступени сепарации;
- ЕП-4 - для сбора капельной жидкости с ФНД, ФВД;
- ЕП-5 - для сбора ливневой канализации в каре РВС-5000 и дренажа РВС;
- ЕП-6 - для сбора капельной жидкости с фильтра-каплеотделителя(Ф-7).

БЛОКИ РЕАГЕНТНОГО ХОЗЯЙСТВА (БРХ):

- БРХ-1 - для подачи деэмульгатора в водонефтяную эмульсию на входе ее в сепараторы нефти.
- БРХ-2 - для подачи ингибитора коррозии в водовод по входу насосного блока воды (зона ответственности ЦЭРТ-1-цех по эксплуатации и ремонту трубопроводов).
- БР-метанол (Блок реагента) - для подачи метанола в газопровод высокого и низкого давления.

- БДР (блок дозирования реагента) - для подачи ингибитора солеотложений в водонефтяную эмульсию на входе ее в сепараторы нефти.

ФАКЕЛЬНАЯ СИСТЕМА ПРЕДНАЗНАЧЕНА ДЛЯ СБРОСА И ПОСЛЕДУЮЩЕЙ УТИЛИЗАЦИИ ГАЗА В СЛУЧАЯХ:

- срабатывания предохранительных клапанов;
- ручного стравливания;
- постоянного сжигания газа концевой ступени сепарации;
- полного или частичного сжигания газа в случае ограничения приема газа потребителем при плановой или аварийной остановке поставки газа на ООО «Нижневартовский ГПК».

2.2 Описание методики исследований

Как отмечалось в разделе 1.1-1.7, современный процесс нефтедобычи следует рассматривать как работу сложной и многокомпонентной системы, функционирование которой невозможно без использование разнообразных химических реагентов и оборудования. При этом, в зависимости от размера месторождения и применяемой технологии, объемы используемых химических реагентов могут достигать несколько десятков тонн в год [31].

После внесения в систему нефтедобычи, химические реагенты следует рассматривать как компонент динамической системы, элементы которой способны вступать между собой в химические реакции, многократно адсорбироваться и десорбироваться, формировать скопления как в продуктивном пласте, так и в нефтепромысловом оборудовании. Естественно, что чем больше время эксплуатации месторождения, и чем больше его размеры, тем больше спектр химических реагентов, который применялся по мере освоения запасов. Поэтому для получения информации об возможности использования реагента, и предотвращения вероятных негативных воздействий его применения на технологические процессы и оборудование, необходимо выполнить моделирование поведения реагентов, на основании их тестирования их сов-

местимости [32].

С целью выяснения возможности применения деэмульгаторов были выполнены лабораторные исследования на предмет совместимости реагентов с нефтью, поступающей на УПСВ-11 X месторождения, для оценки влияния климатического фактора, для оценки совместимости с применяемым ингибитором коррозии, и для тестирования реагентов в промышленных условиях.

На основании стоимости, возможностей логистики, для исследования были выбраны два реагента для тестирования: UNIDEM ES-301 (ООО «Юни-тек», г.Пермь, ТУ 2458-005-64016961-2011), СНПХ-4315 марка DT ((ТУ 2458-253-05765670-2008 с изм. 1-4) производства АО «НИИнефтепромхим»). Основные свойства новых реагентов приведены в таблице 1.

Следует отметить, что в лабораторных условиях не всегда возможно с точностью смоделировать реальный процесс обезвоживания нефти. В экспериментах учитываются в основном температурные и временные параметры подготовки, скорость движения и время контакта деэмульгатора с эмульсией (после подачи реагентов - путевая деэмульсация нефти при перемешивании), а такие параметры, как, например, газовый фактор, который оказывает огромное влияние на стойкость эмульсии, учесть невозможно. Значимую роль играет и объем обрабатываемой эмульсии. Поэтому активность деэмульгаторов оценивали только в сравнении с результативностью других деэмульгаторов в тех же условиях.

В качестве эмульсии для исследования отбирались пробы воды, поступающей на УПСВ-11.

Таблица 1 – Физико-химические свойства деэмульгаторов рассматриваемых для применения

Показатель	СНПХ-4315	UNIDEM ES-301
Внешний вид	Однородная жидкость светло-жёлтого цвета	Однородная прозрачная жидкость, коричневого цвета
Плотность при 20 °С, г/см ³	0,86-0,95	0,93
Вязкость при 20 °С, мПа·с	17,01	4,53
Вязкость при минус 40 °С,	138,92	70,85

мПа·с		
Массовая доля активного вещества, %	47,3	30,8
Температура застывания, °С	минус 50	минус 40
Растворимость	Диспергируемый	Масловодо-диспергируемый

Содержание остаточных нефтепродуктов определяли методике, описанной в ОСТ 39-133-81. Метод основан на экстрагировании нефти из воды органическим растворителем, который растворяет нефть, но сам практически не растворяется в воде. При исследовании применялся хлороформ, после упаривания, которого по весу (гравиметрическим методом) определяли содержание остаточных нефтепродуктов (ОНП). Методика стандарта отличается лишь тем, что хлороформный экстракт не упаривается, а измеряется его оптическая плотность на спектрофотометре (фотоэлектроколориметрический метод).

Полученные результаты в полном объеме (содержания воды в нефти эмульсий, дозировки деэмульгаторов, температурно-временные условия проведения тестов, схемы проведения опытов, таблицы динамики отделения воды и расчетов остаточной обводнённости, результаты центрифугирования проб, кинетические кривые обезвоживания) оформлялись в виде протоколов исследований.

В качестве основного критерия эффективности деэмульгатора, рассматривалось содержание массовой воды в нефти в объеме менее 0,5 %, что отражается требованиями ГОСТ Р 51858-2002 Товарная нефть.

2.3 Внедрение нового оборудования «Газовый сепаратор-каплеотделитель»

Для улучшения подготовки нефти и улавливания лёгких фракций была произведена модернизация оборудования и монтаж сепаратора-

ПРИНЦИП РАБОТЫ ГАЗОВОГО СЕПАРАТОРА-КАПЛЕОТДЕЛИТЕЛЯ

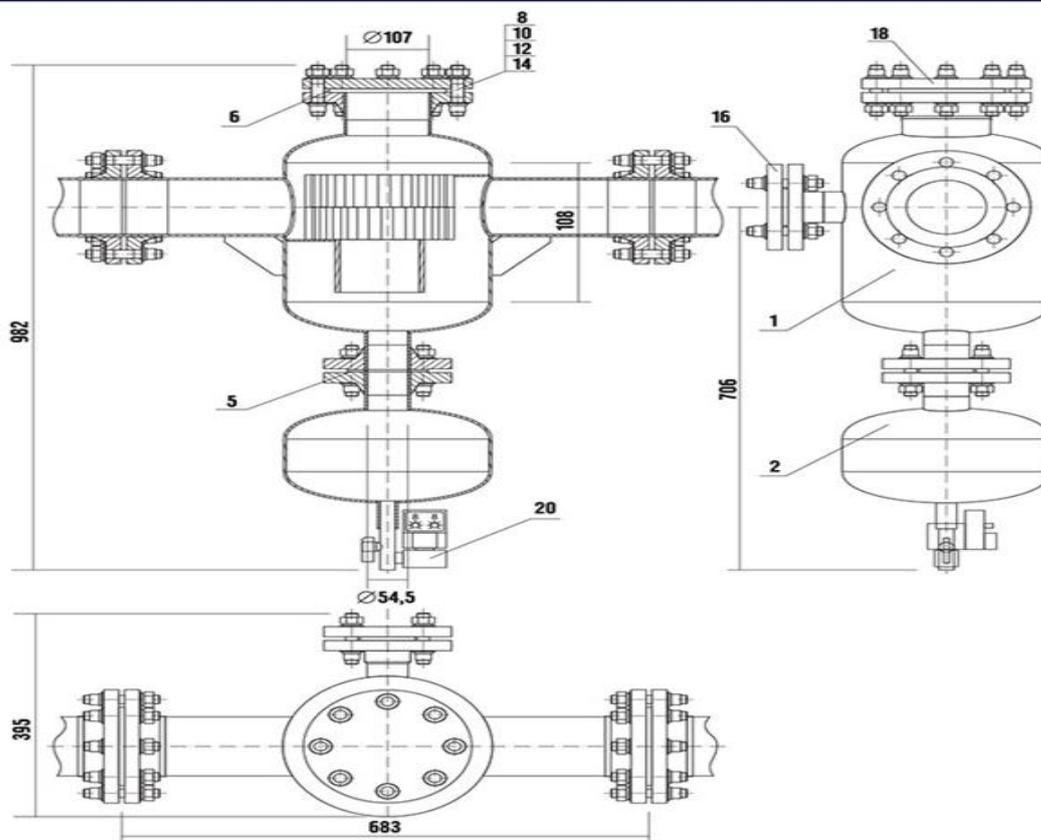


Рисунок 2.2 – Сепаратор-каплеотделитель

Принцип работы газового сепаратора-каплеотделителя следующий. В каплеотделителе применен запатентованный принцип ударно-гравитационного укрупнения капельной жидкости, присутствующей в газе. Газ, насыщенный капельной жидкостью, разбивается на два потока и попадает в импеллерную часть каплеотделителя, где происходит закручивание и сжатие газа одновременно в двух направлениях.

В результате соударения двух потоков происходит интенсивное укрупнение капель жидкости. Жидкость под действием гравитационной силы стекает в емкость для сбора конденсата и отделяется тем самым от газового потока. Периодический отвод жидкости в дренажный трубопровод осуществляется через конденсатоотводчик в ручном или автоматическом режиме.

Производительность, $\text{нм}^3/\text{сут}$

от 6500 до 18000

<u>Минимальное рабочее давление, кгс/см² (кПа)</u>	<u>0,05 (5)</u>
<u>Максимальное рабочее давление, кгс/см² (кПа)</u>	<u>10 (1000)</u>
<u>Температура пара при регенирации, °С</u>	<u>не более плюс 160</u>
<u>Рабочая температура продукта, °С</u>	<u>от плюс 2,5 до 60</u>
<u>Максимальное гидравлическое сопротивление, кгс/см² (кПа)</u>	<u>0,01 (1)</u>
<u>Эффективность при улавливание капельной влаги, %</u>	<u>не менее 95</u>

Для эффективности работы каплеотделителя в холодный период года предусмотрено укрытие (термоизоляционный чехол) и система обогрева.

Система обогрева состоит из обогревателя мощностью 400Вт.

Система обогрева позволяет поддерживать температурный диапазон в значениях от +5 до +15⁰С внутри чехла при значении температуры снаружи до минус 60⁰С:

- обслуживающий персонал должен строго выполнять требования, изложенные в инструкции по эксплуатации на комплектующее оборудование;

- эксплуатация каплеотделителя может начинаться при температуре окружающей среды от минус 60 до плюс 60 ⁰С и относительной влажности до 95%;

- работа каплеотделителя может носить как периодический, так и непрерывный характер.

3 РАСЧЁТНО-АНАЛИТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1 Проведение опытно-промышленных испытаний

УПСВ-11 X нефтяного месторождения предназначена для:

- обеспечения непрерывного приема жидкости с фонда скважин кустов №№ 7,183,203,134,72,726,159,200,103,180 X месторождения;
- предварительного обезвоживания поступающей нефти до остаточного содержания в ней воды не более 5% и откачку ее на УПСВ-1 для дальнейшей подготовки;
- подготовки подтоварной воды (до остаточного содержания в ней нефтепродуктов и механических примесей не более 50 мг/дм³) и сброса ее в систему поддержания пластового давления.

Проектная, фактическая мощность УПСВ-11 составляет:

- по нефти – 289,3 т/сутки;
- по жидкости - 10000 м³/сутки.

Таблица 3.1- Физико-химические показатели нефти и общая минерализация воды УПСВ-11

Название объекта	Минерализация воды, г/л	Плотность, при 20 ⁰ С кг/м ³	Вязкость, мПа·с при 20 ⁰ С	Парафины, % масс.	Смолы, % масс.	Асфальтены, % масс.	Температура подготовки нефти, ⁰ С	Обводненность эмульсии, %
УПСВ-11	17,7	852,2	6,80	2,2	6,8	0,4	50	97

Таблица 3.2 - Результаты опытно-промышленных испытаний на УПСВ-11 ЦППН-1

Дата	Результаты проб ХАЛ		Масса поступаемой нефти, тн/сут	Масса израсходованного реагента, кг	Фактическая удельная дозировка реагента, г/тн	Примечание
	Обводненность на выходе с СИКНС, %	Содержание нефтепродуктов, мг/дм ³				

Дата	Результаты проб ХАЛ		Масса посту- сту- пае- мой нефти , тн/сут	Масса израс- ходо- ванно- го реа- гента, кг	Факти- ческая удель- ная до- зирова- нка реа- гента, г/тн	Примечание
	Обвод- нен- ность на выходе с СИКНС, %	Со- держа- ние нефте- про- дуктов, мг/дм ³				
Показания при работе базового деэмульгатора UNIDEM ES301						
16.10.2020	0,03	9,2	196	4,5	23,0	
17.10.2020	0,12	9,6	208	4,5	21,6	
18.10.2020	0,03	7,7	202	4,3	21,3	
19.10.2020	0,09	8,2	206	4,4	21,4	
20.10.2020	0,03	8,7	203	4,9	24,1	
21.10.2020	0,03	8,2	209	4,1	19,6	
22.10.2020	0,03	6,1	203	3,6	17,7	
23.10.2020	0,03	7,6	214	4,1	19,2	
24.10.2020	0,03	8,4	210	4,7	22,4	
25.10.2020	0,03	3,2	204	3,9	19,1	
26.10.2020	0,03	6,3	203	4,8	23,6	
27.10.2020	0,12	18,6	206	4,1	19,9	
28.10.2020	0,03	4,0	205	4,8	23,4	
29.10.2020	0,06	14,2	211	5,1	24,2	
30.10.2020	0,06	9,5	206	5,1	24,8	
31.10.2020	0,03	5,8	179	4,8	26,8	
01.11.2020	0,03	5,3	208	3,4	16,3	
02.11.2020	0,03	8,6	210	4,4	21,0	
03.11.2020	0,03	12,2	198	4,1	20,7	
04.11.2020	0,06	10,0	197	4,1	20,8	
Средние по- казатели ба- зового ДЭ за 20 дней до ОПИ	0,05	8,6	204	4,4	21,5	
Показания при работе испытываемого деэмульгатора СНПХ-4315 марка DT						
05.11.2020	0,03	5,4	197	1,95	9,90	
06.11.2020	0,04	5,1	204	2,02	9,90	
07.11.2020	0,05	4,6	199	1,98	9,95	
08.11.2020	0,10	4,7	200	1,98	9,90	
09.11.2020	0,03	5,2	201	1,95	9,70	
10.11.2020	0,05	54,8	210	2,08	9,90	
11.11.2020	0,05	6,3	207	2,05	9,90	

Дата	Результаты проб ХАЛ		Масса посту- сту- пае- мой нефти , тн/сут	Масса израс- ходо- ванно- го реа- гента, кг	Факти- ческая удель- ная до- зирова- нка реа- гента, г/тн	Примечание
	Обвод- нен- ность на выходе с СИКНС, %	Со- держа- ние нефте- про- дуктов, мг/дм ³				
12.11.2020	0,12	8,3	210	2,13	10,14	
13.11.2020	0,07	9,8	217	2,13	9,82	
14.11.2020	0,06	11,4	197	1,7	8,63	
15.11.2020	0,06	8,7	203	1,7	8,37	
16.11.2020	0,06	-	205	1,7	8,29	
17.11.2020	0,04	8,7	209	1,7	8,13	
18.11.2020	0,12	5,4	214	1,7	7,94	
19.11.2020	0,07	12,0	210	1,1	5,24	
20.11.2020	0,03	-	207	1,1	5,31	
21.11.2020	0,03	-	225	0,6	2,67	
22.11.2020	0,13	63,2	210	0,6	2,86	
23.11.2020	0,04	-	203	0,6	2,96	
24.11.2020	0,04	-	212	0,6	2,83	
25.11.2020	0,01	32,7	196	0,6	3,06	
26.11.2020	0,09	38,2	214	0,6	2,80	
27.11.2020	0,04	43,6	216	0,6	2,78	
28.11.2020	0,03	10,4	244	0,6	2,46	
29.11.2020	0,02	48,7	247	0,4	1,62	
30.11.2020	0,05	43,6	231	0,4	1,73	
01.12.2020	0,05	41,7	233	0,4	1,72	
02.12.2020	0,08	63,5	232	0,4	1,72	
03.12.2020	0,07	72,1	222	0,4	1,80	
04.12.2020	0,08	30,0	235	1,0	4,26	
05.12.2020	0,07	42,1	213	1,0	4,69	
06.12.2020	0,04	38,0	224	1,0	4,46	
07.12.2020	0,03	13,7	225	1,0	4,44	
08.12.2020	0,26	87,1	217	1,0	4,61	
09.12.2020	0,05	49,9	222	1,0	4,50	
10.12.2020	0,06	14,2	225	1,0	4,44	
11.12.2020	0,05	16,9	212	1,0	4,72	
12.12.2020	0,07	158	220	1,0	4,55	
13.12.2020	0,06	132,4	225	1,0	4,44	
14.12.2020	0,05	219,8	220	1,0	4,55	
15.12.2020	0,09	184,4	226	1,0	4,42	

Дата	Результаты проб ХАЛ		Масса посту- сту- пае- мой нефти , тн/сут	Масса израс- ходо- ванно- го реа- гента, кг	Факти- ческая удель- ная до- зиров- ка реа- гента, г/тн	Примечание
	Обвод- нен- ность на выходе с СИКНС, %	Со- держа- ние нефте- про- дуктов, мг/дм ³				
16.12.2020	0,07	110	221	1,6	7,24	
17.12.2020	0,01	55,9	229	1,6	6,99	
18.12.2020	0,02	14,9	224	1,6	7,14	
19.12.2020	0,08	19,3	224	1,6	7,14	
20.12.2020	0,08	70,2	231	1,6	6,93	
21.12.2020	0,05	21,3	225	1,6	7,11	
22.12.2020	0,03	33,9	229	1,6	6,99	
23.12.2020	0,03	12,3	222	1,6	7,21	
24.12.2020	0,04	13	227	1,6	7,05	
25.12.2020	0,09	14,3	229	1,6	6,99	
Средние по- казатели за период наблюдений ОПИ	0,06	64,1	218	1,3	5,8	
Средние по- казатели при минимально- эффективном расходе ново- го ДЭ за пе- риоды 17.12- 25.12	0,05	28,3	227	1,6	7,1	

Минимально эффективной дозировкой признана дозировка деэмульгатора СНПХ-4315 марка ДТ равная 7,1 г/т, обеспечивающая стабильные показатели работы объекта в соответствии с заданными критериями эффективности.

3.2 Результаты проведенных исследований на установке предварительного сброса воды

Опытно-промышленные испытания деэмульгатора марки СНПХ-4315

марка DT и UNIDEM ES301 на объектах ЦППН-1 Н проводились в соответствии с утвержденной программой ОПИ, по существующей технологии без изменений параметров процесса подготовки нефти и точек ввода деэмульгатора.

Эффективность действия испытуемого реагента оценивали в сравнении с показателями базового реагента за 20 дней до начала опытно-промышленных испытаний.

В период испытаний контролировались следующие параметры подготовки нефти:

- остаточное содержание воды в подготовленной нефти (лабораторный метод);
- содержание нефтепродуктов в подтоварной воде на выходе с установки (лабораторный метод);
- фактический удельный расход деэмульгатора.

Результаты показали, что средние значение содержания воды в нефти на входе на СИКНС составляет 0,05%, содержание нефтепродуктов в воде составляет 8,6 мг/дм³ при использовании реагента UNIDEM ES-301, средние значение содержания воды в нефти на входе на СИКНС составляет 0,05-0,06%, содержание нефтепродуктов в воде составляет 64,1-28,3 мг/дм³ при использовании реагента СНПХ-4315, согласно таблице 4.

Таблица 3.3 - Результаты исследования деэмульгирующей способности

Реагент	Расход средний, г/т	Параметр	
		Содержание воды на входе в СИКНС, %	Содержание нефтепродуктов в воде, мг/дм ³
СНПХ-4315	5,8-7,1	0,05-0,06	64,1-28,3
UNIDEM ES-301	21,5	0,05	8,6

По результатам исследований было установлено, что деэмульгатор UNIDEM ES-301 является более эффективным, так как при равном содержании воды в нефти на входе в СИКНС, содержание нефтепродуктов в воде составляет 8,6 мг/дм³, а у СНПХ-4315 от 28,3 до 64,1 мг/дм³.

3.3 Оценка влияния сепаратора каплеотделителя на подготовку установки предварительно сброса воды

Результаты опытно-промышленных испытаний показали, что газ в линиях низкого давления движется с малыми скоростями, данные условия предъявляют к оборудованию отделения влаги повышенные требования. Использованный принцип действия в фильтре-каплеотделителе показал свою высокую эффективность по отделению лёгких углеводородов из потока газа в этих условиях. Уловленные в газосепараторе конденсат и жидкость дренируются в подземную емкость ЕП-6 с последующей откачкой по закрытой схеме обратно в технологию. Как показывает практика эксплуатации в весенне-летний период прирост добычи составляет 5-7 т/сутки, в осенне-зимний период 10-12 т/сутки, что увеличивает производительность

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б73Т	Чуклай Сергей Алексеевич

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

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска. 1. Оклад научного руководителя составляет 36300 руб. 2. Оклад исполнителя 18000 руб.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>1. Норма амортизации 50% 2. Районный коэффициент составляет 1,3</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>1. Страховые взносы – 30,2%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>1. Определение потенциальных потребителей 2. Анализ конкурентных технических решений 3. SWOT-анализ</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>1. Планирование графика работ 2. Формирование бюджета проекта</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>1. Определение интегральной ресурсоэффективности</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Матрица SWOT</i>
2. <i>График проведения НИ</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Е.И.	Доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Чуклай Сергей Алексеевич		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

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

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

В данной работе рассматриваются различные технологии обезвоживания нефти для месторождений, находящихся на поздней стадии разработки.

Примерами таких месторождений являются X и многие другие месторождения региона. Их недропользователи могут выступать в качестве потребителей результатов исследования.

Подготовка нефти к переработке осуществляется путем удаления из нее воды, минеральных солей и механических примесей обеспечивают такие процессы как обезвоживание и обессоливание нефти. Обезвоживание нефти проводят путем разрушения водно-нефтяной эмульсии, применяя различные методы. В настоящее время наиболее эффективным методом является обезвоживание нефти с применением деэмульгаторов. Деэмульгаторы – это синтезированные химические соединения, которые не могут изменять свойства нефти и не реагируют с молекулами воды, после применения извлекаются из сточной воды.

Экономическая эффективность работы выражена в подборе деэмульгатора, с меньшим удельным расходом, позволяющим значительно повысить качество подготовки нефти, либо обеспечить требуемый уровень выходного качества, но с меньшими затратами.

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Для того чтобы понять преимущества каждого метода рассмотрим различные из них.

Таблица 4.1 - Сравнение альтернативных технологий

Параметр	Механические	Термические	Химические
Производительность	Низкая	Средняя	Высокая
Стоимость	Средняя	Высокая	Низкая
Применимость	Совместно с другими	Средняя	Совместно с другими
Ограничения	Размер оборудования	Необходимость нагрева	Необходим подбор

Из таблицы 4.1 видно, что оптимальным является применение химических технологий, поскольку они обладают наивысшей эффективностью при сравнительно небольшой стоимости.

Однако стоит отметить, что возможно совместное применение различных методов.

4.1.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ используют для исследования внешней и внутренней среды проекта. Он дает четкое представление о ситуации и указывает, в каких направлениях нужно действовать производителю, используя сильные стороны, чтобы максимизировать возможности и свести к минимуму угрозы и слабости. SWOT-анализ представлен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – SWOT-анализ для исследования внешней и внутренней среды проекта нашего производства

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: 1. Высокая эффективность 2. Низкая стоимость 3. Повышение эффективности при нагреве	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: 1. Требуется необходимые вещества 2. Необходим подбор состава 3. Снижение прироста в весенне-летний период
Возможности: 1. Синергия методов 2. Снижение стоимости при увеличении объемов 3. Подбор схожих реагентов на несколько месторождений	1. Применение нескольких методов одновременно 2. Тираж технологии на группу месторождений 3. Заключение долгосрочных контрактов	1. Заключение контрактов на большой объем веществ 2. Проведение НИР на несколько месторождений 3. Усреднение затрат в целом по году
Угрозы: 1. Снижение эффективности при изменении состава воды 2. Отсутствие требуемого эмульгатора	1. Применение альтернативных методов 2. Долгосрочное контрактование поставщика	1. Остановка высоко обводнённого фонда 2. Строительство дополнительных установок УПН

По итогам SWOT-анализа выявлены возможности для дальнейшего развития технологии применения химических методой.

1. Проведение исследовательских работ для группы месторождений со схожими свойствами флюида и заключение долгосрочных контрактов на поставку требуемых реагентов.

2. Единовременное применение различных методов очистки нефти для повышение эффективности.

3. С учетом вариативности эффективности метода в зависимости от сезона и параметров скважины необходимо оценивать эффективность как среднее за год на группу скважин.

4.2 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей. Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы приведен в таблице 4.3.

Данная работа выполнялась силами двух сотрудников – Чуклай С.А. (исполнитель работы) и Чеканцева Л.В. (руководитель работ).

Таблица 4.3 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Чуклай С.А. Чеканцева Л.В.
Выбор направления исследований	2	Выбор направления исследований	Чуклай С.А. Чеканцева Л.В.
	3	Подбор и изучение материалов по теме	Чуклай С.А.
	4	Календарное планирование работ по теме	Чуклай С.А. Чеканцева Л.В.
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Технологии процесса подготовки нефти	Чуклай С.А. Чеканцева Л.В.
	6	Объекты и методы исследования	Чуклай С.А.
	7	Расчетно-аналитическая часть	Чуклай С.А. Чеканцева Л.В.
Обобщение и оценка результатов	8	Экономическая оценка полученных результатов	Чуклай С.А.
	9	Определение целесообразности проведения ВКР	Чуклай С.А. Чеканцева Л.В.
Оформление комплекта документации по ВКР	10	Составление пояснительной записки	Чуклай С.А.

4.2.1 Определение трудоемкости выполнения работ

Определение ожидаемой (средней) трудоемкости выполнения:

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{мин}i} + 2t_{\text{макс}i}}{5}, \quad (4.1)$$

где $t_{\text{ож}i}$ – наиболее вероятное время в течение, которого должна быть выполнена работа, чел-дни;

$t_{\text{мин}i}$ – минимальное время для выполнения данного этапа при благоприятном стечении обстоятельств, чел-дни;

$t_{\text{макс}i}$ – максимальное время для выполнения данного этапа при неблагоприятном стечении обстоятельств, чел-дни.

Исходя из ожидаемой трудоемкости, рассчитывается продолжительность каждой работы в рабочих днях:

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ож}i}}{Ч_i}, \quad (4.2)$$

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

$t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел-дни;

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

4.2.2 Разработка графика проведения научного исследования

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} \quad (4.3)$$

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

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (4.4)$$

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

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

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

В 2021 году 365 календарных дней, из них 118 выходных и праздничных дней для пятидневной рабочей недели и 66 для шестидневной. Тогда коэффициент календарности для научного руководителя и исполнителя равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 66} = 1,22$$

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,47$$

В таблице 4.4 представлены временные показатели проведения научно-исследовательской работы.

Таблица 4.4 - Временные показатели проведения научного исследования

№	Наименование работ	Трудоемкость работ			Исполнители	T_p , раб. дн.	T_{ki} , кал. дн.
		t_{\min} , чел-дн.	t_{\max} , чел-дн.	$t_{\text{ож}}$, чел-дн.			
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Составление и утверждение технического задания	3	4	2,2	Р, И	1,1	1,6
2	Выбор направления исследований	2	3	1,5	Р, И	0,75	1,1
3	Подбор и изучение материалов по теме	6	16	5,2	И	5,2	7,7
4	Календарное планирование работ по теме	3	4	2,2	Р, И	1,1	1,6

5	Технологии процесса подготовки нефти	4	6	3	Р, И	1,5	2,2
6	Объекты и методы исследования	20	30	15	И	15	22,2
7	Расчетно- аналитическая часть	6	8	4,4	Р, И	2,2	3,3
8	Экономическая оценка полученных результатов Определение целесообразности проведения ВКР	4 1	6 2	3 0,8	И	3	4,4
9	Составление пояснительной записки Расчетно- аналитическая часть	12 6	14 8	8,6 4,4	Р, И	0,4	0,6
10	Экономическая оценка полученных результатов	4	6	3	И	4,3	6,4
						34,6	54,1

Р – Чеканцева Л.В.; И - Чуклай С.А.

На основе таблицы 4.4 был построен календарный план-график в виде диаграммы Ганта – таблица 4.5

Таблица 4.5 – Календарный план-график проведения НИ

Вид работы	Исполнители	T_{ki} , дней	Продолжительность выполнения работ											
			февраль		март			апрель			май			
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2		
Составление и утверждение технического задания	Чуклай С.А. Чеканцева Л.В.	1,6												
Выбор направления исследований	Чуклай С.А. Чеканцева Л.В.	1,1												
Подбор и изучение материалов по теме	Чуклай С.А.	7,7												
Календарное планирование работ по теме	Чуклай С.А. Чеканцева Л.В.	1,6												
Технологии процесса подготовки нефти	Чуклай С.А. Чеканцева Л.В.	2,2												
Объекты и методы исследования	Чуклай С.А.	22,2												
Расчетно-аналитическая часть	Чуклай С.А. Чеканцева Л.В.	3,3												
Экономическая оценка полученных результатов	Чуклай С.А.	4,4												
Определение целесообразности проведения ВКР	Чуклай С.А. Чеканцева Л.В.	0,6												
Составление пояснительной записки	Чуклай С.А.	6,4												

Чеканцева Л.В.	Чуклай С.А.

4.3 Бюджет научного исследования (НИ)

При планировании бюджета НИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением.

4.3.1 Расчёт материальных затрат НИ

Поскольку канцелярия оплачивается из накладных расходов, материальные затраты отсутствуют.

4.3.2 Расчет затрат на оборудование для научных (экспериментальных) работ

Затраты на оборудование, которое есть у организации, но используется для каждого исполнения конкретной темы, сводятся в таблицу 4.7.

Таблица 4.7 – Бюджет на приобретения оборудования

№	Наименование оборудования	Количество единиц оборудования	Цена единицы оборудования	Общая стоимость оборудования
1	ПК	1	45000	45000
Итого:				45000

4.3.3 Расчет амортизационных отчислений

Под амортизационными отчислениями понимаются отчисления части стоимости основных фондов для возмещения их износа

Цена ПК больше 45000 руб., необходимо учитывать амортизацию:

$$A = (0,5 * 45000 * 49) / 365 = 3020,5 \quad (4.5)$$

4.3.4 Основная заработная плата исполнителей

Расходы по заработной плате определяются по трудоемкости выполняемой работы и действующей системы окладов и тарифных ставок. В основную заработную плату вносится премия, которая выплачивается каждый месяц в размере 20 –30 % от оклада.

Заработная плата инженера-проектировщика:

$$Z_{\text{полн}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (4.6)$$

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

$Z_{\text{доп}} = 0,15 \cdot Z_{\text{осн}}$ – дополнительная заработная плата.

Размер основной заработной платы находится из выражения:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{р}}; \quad (4.7)$$

где $Z_{\text{дн}}$ - среднедневная заработная плата;

$T_{\text{р}}$ - суммарная продолжительность работ выполняемая научно-техническим работником

Размер среднедневной заработной платы рассчитывается по формуле :

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}; \quad (4.8)$$

где

$Z_{\text{м}}$

-

заработная плата за 1 месяц научно – технического работника;

M

количество месяцев работы без отпуска ($M = 11,2$ для пятидневной рабочей

недели и отпуске в 28 рабочих дней, $M = 10,4$ для шестидневной рабочей недели и отпуске в 56 рабочих дней);

F_d - действительный годовой фонд научно технического персонала.

Зарплата за 1 месяц научно – технического работника определяется по формуле:

$$Z_M = Z_{TC} \cdot (1 + k_{np} + k_d) \cdot k_p;$$

(4.9)

где Z_{TC} - заработная плата по тарифной ставке;

k_{np} - премиальный коэффициент, 0,3;

k_d - коэффициент доплат и надбавок, 0,2;

k_p - районный коэффициент, для Томска равен 1,3.

Таблица 4.8 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Число дней в году	365	365
Нерабочие дни (выходные/праздничные)	66	118
Потери рабочего времени (отпуск/Невыходы по болезни)	56	28
Действительный годовой фонд рабочего времени (F_d)	243	219

С помощью представленных выше формул находим основную заработную плату инженера НТИ, при его средней заработной плате в 18000:

$$З_m = З_{тс} * (1 + К_{пр} + К_{д}) * К_{р} = 18000 * (1 + 0,3 + 0,2) = 27000 \text{ руб}$$

$$З_{дн} = \frac{З_m * М}{F_{д}} = \frac{27000 * 11,2}{365 - 66 - 56} = 1244$$

$$З_{осн} = З_{дн} * Тр = 1244 * 34,6 = 43057$$

$$З_{п} = З_{осн} + З_{доп} = 1,15 * З_{осн} = 43057 * 1,15 = 49516$$

Руководитель имеет оклад равный 36300 рубля. С учётом этого, рассчитаем размер основной заработной платы руководителя НТИ:

$$З_m = З_{тс} * (1 + К_{пр} + К_{д}) * К_{р} = 36300 * (1 + 0,3 + 0,2) = 54450 \text{ руб}$$

$$З_{дн} = \frac{З_m * М}{F_{д}} = \frac{54450 * 11,2}{365 - 118 - 28} = 2512$$

$$З_{осн} = З_{дн} * Тр = 2512 * 34,6 = 86913$$

$$З_{п} = З_{осн} + З_{доп} = 1,15 * З_{осн} = 86913 * 1,15 = 99950$$

4.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды:

$$З_{внеб} = k_{внеб} * (З_{осн} + З_{доп}),$$

Где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата
Чуклай С.А.	43057	6459
Чеканцева Л.В	86913	13037
Коэффициент отчислений	0,302	
Итого	$З_{внеб} = 0,302 * (43057 + 6469 + 86913 + 13037) = 45142 \text{ руб}$	

4.3.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, которые не попали в предыдущие статьи расходов. Накладные расходы находятся по выражению:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{Сумма статей}) * 0,16 = (45000 + 3020,5 + 49516 + 99950) * 0,16 = 31598 \text{ руб.}$$

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

Величина коэффициента накладных расходов принимается в размере 16%.

4.3.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанные затраты научно-исследовательской работы – основа для определения бюджета затрат проекта.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведено в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Бюджет затрат НИ

Наименование статьи	Сумма руб	Доля в %
Амортизационные отчисления	3020,5	1,3
Затраты на заработную плату исполнителя	49516	21,6
Затраты на заработную плату руководителя	99950	43,6
Затраты на отчисления во внебюджетные фонды	45142	19,7
Накладные расходы	31598	13,8
Бюджет затрат НИ	229226,5	100,0

Из данных таблицы видно, что большую долю всех затрат из бюджета научно-технического исследования составляют заработные платы инженера и руководителя. Самые малые доли от общих затрат имеют материальные затраты НИ и амортизационные отчисления. Все затраты проекта могут быть реализованы, так как оказались ожидаемы.

4.4 Определение эффективности исследования

Для определения эффективности выбранного исследования выберем интегральный показатель ресурсоэффективности.

Расчет данного показателя приведен в таблице 4.10

Таблица 4.10 – Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности

Критерий/ исследования объект	Весовой коэффициент т параметра	Механические	Термические	Химические
1. Временные затраты на подбор оборудования	0.15	3	2	3
2. Прирост нефти	0.5	3	2	4
3. Риски	0.15	3	2	4
4. Надежность	0.2	2	3	5
ИТОГО	1	2,8	2,2	4

$$I_{p_мех} = 0,15 \cdot 3 + 0,5 \cdot 3 + 0,15 \cdot 3 + 0,2 \cdot 2 = 2,8$$

$$I_{p_мех} = 0,15 \cdot 2 + 0,5 \cdot 2 + 0,15 \cdot 2 + 0,2 \cdot 3 = 2,2$$

$$I_{p_хим} = 0,15 \cdot 3 + 0,5 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 = 4$$

Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

1. Выявлены потенциальные потребители результатов исследования – недропользователи X и многих других месторождения региона

2. Проведён анализ конкурентных технических решений. Проведено сравнение с конкурентами (ОПЗ, ДП). Из проведенного анализа можно сделать вывод, что значительно более высокая эффективность, не смотря на большую стоимость делают данную технологию оптимальной на большинстве месторождений Западной Сибири.

3. В ходе SWOT-анализа основными угрозами обозначены: снижение эффективности от сезонности и отсутствие необходимого оборудование. Возможные пути снижения влияния выявленных угроз представлены в подразделе 4.1.3.

4. При планировании НИ создан список этапов работ в рамках проектирования научного исследования, распределены исполнителей по типам работ, а также разработан алгоритм составления этапов работ.

5. Трудовые затраты составляют основную часть от стоимости разработки, при определении трудоемкости выполнения научного исследования и разработке графика проведения научных работ было установлено 35 рабочих дней, 54 календарных.

6. При планировании бюджета НИ обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением, что составило 229226,5 руб. В процессе формирования бюджета использованы группировки по статьям.

7. Оценка ресурсоэффективности показала, что предлагаемые в работе химические методы обладают максимальной ресурсоэффективностью.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б73Т	Чуклай Сергей Алексеевич

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

Тема дипломной работы: «Оптимизация технологии обезвоживания нефти на поздних стадиях разработки на X нефтяном месторождении (Томская область)»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Алгоритм подбора оптимальной технологии многостадийного гидравлического разрыва пласта, проработка процесса проведения операции.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов <ul style="list-style-type: none"> • Природа воздействия • Действие на организм человека • Нормы воздействия и нормативные документы (для вредных факторов) • СИЗ коллективные и индивидуальные 1.2. Анализ выявленных опасных факторов : <ul style="list-style-type: none"> • Термические источники опасности • Электробезопасность • Пожаробезопасности 	Вредные факторы: <ul style="list-style-type: none"> • Нарушения микроклимата, оптимальные и допустимые параметры; • Шум, ПДУ, СКЗ, СИЗ; • Повышенный уровень электромагнитного излучения, ПДУ, СКЗ, СИЗ; • Наличие токсикантов, ПДК, класс опасности, СКЗ, СИЗ; Опасные факторы: <ul style="list-style-type: none"> • 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.
2. Экологическая безопасность: <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, обрезки монтажных проводов, бракованная строительная продукция) и способы их утилизации;
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	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,ФЗ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	12.05.21 г.
---	-------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Федорчук Ю.М.	д.т.н.		06.06.21 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Чуклай Сергей Алексеевич		06.06.21 г.

Задание согласовано (Дата)

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

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 выполняемых работ рассматривается процесс успешного проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта начиная от планирования работ и заканчивая реализацией в поле.

5.1 Производственная безопасность

5.1.1 Отклонение показателей микроклимата в помещении

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

Таблица 1 - 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 2 - 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°C, в холодный период года 19-23°C, относительная влажность воздуха 40-60%, скорость движения воздуха 0,1 м/с.

Общая площадь рабочего помещения составляет 42м², 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 [33]. 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°C, а в теплое время года – за счет кондиционирования, с параметрами согласно [34]. Нормируемые

параметры микроклимата, ионного состава воздуха, содержания вредных веществ должны соответствовать требованиям [35].

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 [36].

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

Средства коллективной защиты:

1. устранение причин шума или существенное его ослабление в источнике образования;
2. изоляция источников шума от окружающей среды (применение глушителей, экранов, звукопоглощающих строительных материалов);
3. применение средств, снижающих шум и вибрацию на пути их распространения;

Средства индивидуальной защиты;

4. 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 [37]. 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. 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.)[38].

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

1. защита временем;

2. защита расстоянием;

3. снижение интенсивности излучения непосредственно в самом источнике излучения;

4. экранирование источника;

5. защита рабочего места от излучения;

СИЗ

1. 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.

2. 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 сприкосновения токоведущих элементов с заземленными металлическими корпусами оборудования [39].

Лаборатория относится к помещению без повышенной опасности поражения электрическим током. Безопасными номиналами являются: $I < 0,1 \text{ А}$; $U < (2-36) \text{ В}$; $R_{\text{зазем}} < 4 \text{ Ом}$. 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 пласт-массы;
 - появления дыма или огня;
 - появления искрения;
 - обнаружения видимого повреждения силовых кабелей или комму-тационных устройств.

Для защиты от поражения электрическим током используют СИЗ и СКЗ.

К средствам коллективной защиты от поражения электрическим то-ком относятся:

- оградительные устройства;
- устройства автоматического контроля и сигнализации;
- изолирующие устройства и покрытия;
- устройства защитного заземления и зануления;
- устройства автоматического отключения;
- устройства выравнивания потенциалов и понижения напряжения;
- устройства дистанционного управления;
- предохранительные устройства;
- молниеотводы и разрядники;
- знаки безопасности.

Средства индивидуальной защиты:

- диэлектрические перчатки;
- изолирующие штанги;

- изолирующие и электроизмерительные клещи;
- слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками;

указатели напряжений.

5.1.5 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 трудносгораемым 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:

1. 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;

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

3. 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);

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

Лаборатория полностью соответствует требованиям пожарной безопасности, а именно, наличие охранно-пожарной сигнализации, плана эвакуации, изображенного на рисунке 1, порошковых огнетушителей с поверенным клеймом, табличек с указанием направления к запасному (эвакуационному) выходу.

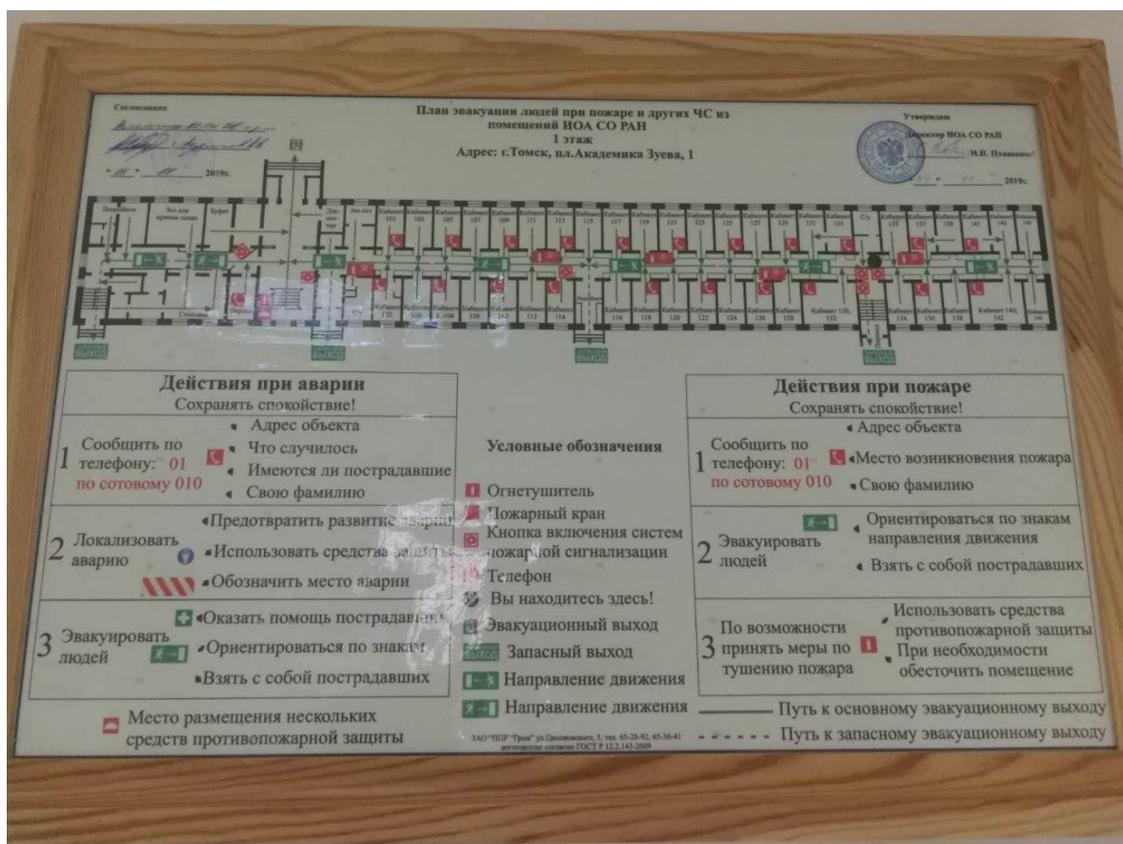


Рисунок 1 – План эвакуации

5.2 Экологическая безопасность

В компьютерах огромное количество компонентов, которые содержат токсичные вещества и представляют угрозу, как для человека, так и для окружающей среды.

К таким веществам относятся:

- свинец (накапливается в организме, поражая почки, нервную систему);
- ртуть (поражает мозг и нервную систему);
- никель и цинк (могут вызывать дерматит);
- щелочи (прожигают слизистые оболочки и кожу);

Поэтому компьютер требует специальных комплексных методов утилизации. В этот комплекс мероприятий входят:

- отделение металлических частей от неметаллических;
 - металлические части классифицируют (сталь, медь, алюминий), минимизируют по объему, упаковывают, хранят на складе до накопления до 1 транспортной единицы и потом направляют на соответствующий металлургический передел;
 - неметаллические части компьютера (пластик) измельчают, также накапливают объем до 1 транспортной единицы и направляют в дорожно-строительную фирму в качестве пластифицирующей добавки дорожно-строительной смеси;

Измельченные в гранулы остатки компьютеров подвергаются сортировке. Сначала с помощью магнитов извлекаются все железные части. Затем приступают к выделению цветных металлов, которых в ПК значительно больше. Алюминий и медь также отделяют вручную. После измельчения эти металлы разделяют гравитационным способом, упаковывают и направляют на соответствующие металлургические переделы.

Исходя из сказанного выше перед планированием покупки компьютера необходимо:

- Побеспокойтесь заранее о том, каким образом будет утилизирована имеющаяся техника, перед покупкой новой.
- Узнать насколько новая техника соответствует современным эко-стандартам и примут ее на утилизацию после окончания срока службы.

Утилизировать оргтехнику, а не просто выбрасывать на «свалку» необходимо по следующим причинам:

Во-первых, в любой компьютерной и организационной технике содержится некоторое количество драгоценных металлов. Российским законодательством предусмотрен пункт, согласно которому все организации обязаны вести учет и движение драгоценных металлов, в том числе тех, которые входят в состав основных средств. За несоблюдение правил учета, организация может быть оштрафована на сумму от 20000 до 30000 руб. (согласно ст. 19.14. КоАП РФ);

Во-вторых, предприятие также может быть оштрафовано за несанкционированный вывоз техники или оборудования на «свалку»;

Стадия утилизации, утилизируя технику мы заботимся об экологии: количество не перерабатываемых отходов минимизируется, а такие отходы, как пластик, пластмассы, лом черных и цветных металлов, используются во вторичном производстве. Электронные платы, в которых содержатся драгметаллы, после переработки отправляются на аффинажный завод, после чего чистые металлы сдаются в Госфонд, а не оседают на свалках.

С точки зрения охраны окружающей среды аварией на объектах подготовки и перекачки нефти является нарушение герметичности трубопроводов, оборудования и попадание нефти в окружающую среду [40].

В случае развития аварии по наиболее неблагоприятному сценарию (разгерметизация РВС-5000) в окружающую среду может поступить 4250 т нефти. Загрязнённый грунт убирается и вывозится на шламонакопитель. Образовавшиеся выемки засыпаются свежим песком.

В случае разгерметизации оборудования внутри помещений насосных блоков, разлитая нефтесодержащая жидкость направляется через

приемные лотки самотеком в канализационную систему, а далее в подземную емкость с последующей откачкой. После чего, с помощью ППУ-1600, производится смыв остатков нефти с загрязненной поверхности в приемные лотки канализационной системы [41].

В случае разгерметизации оборудования разлитая нефтесодержащая жидкость, находящаяся в пределах отбортованной бетонной площадки, самотеком направляется через приемные лотки в канализационную систему, далее в подземную емкость с последующей откачкой в технологию. После чего, с помощью ППУ-1600, производится смыв остатков нефти с загрязненной поверхности в приемные лотки канализационной системы.

При разливе нефти за пределами резервуарных парков необходимо принять меры по установке предупреждающих знаков на подходе к аварийному участку, по ограждению места разлива нефти красными флажками, а в темное время – световыми сигналами;

В случае разлива нефти на почву необходимо провести ряд мероприятий. Исходя из опыта ликвидации последствий аварий на объектах, рекомендуется следующая схема очистки загрязненных земель:

- сооружение земляного амбара в пониженном месте по отношению к месту разлива для сбора нефти,
- прокладка к земляному амбару нефтесборных канав,
- смыв переносными гидромониторами нефти с почвы и растительности в нефтесборные канавы,
- после отстоя сбор обводненной нефти с поверхности воды земляного амбара и нефтесборных канав нефтесборщиками в передвижную емкость,
- собранная нефтесодержащая жидкость нефтесборщиками вывозится на пункт приема НСЖ УПН К-30 ЦППН-1 X месторождения [42].

Пролитый химреагент, внутри склада хранения, немедленно засыпается песком или опилками. Пропитанный песок или опилки удаляются с площадки склада химреагента, а с места разлива остатки химреагента, с помощью ППУА 1600, смываются большим количеством воды.

Вода и смытый химреагент, через приемные лотки, самотеком попадают в колодец, откуда откачиваются вакуумной машиной АКН-8. Пролитый химреагент внутри помещения насосного блока, с помощью ППУА 1600 смывается большим количеством воды и через приемные лотки, смытый химреагент самотеком попадает в колодец, откуда откачивается вакуумной машиной АКН-8 [43].

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 [44].

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

Для Сибири в зимнее время года характерны морозы. Достижение критически низких температур приведет к авариям систем теплоснабжения

и жизнеобеспечения, приостановке работы, обморожениям и даже жертвам среди населения.

Выполнить согласно БЗ!

Рассмотрены 2 ситуации ЧС:

- 1) природная – сильные морозы зимой, (аварии на электро-, тепло-коммуникациях, водоканале, транспорте);
- 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.

В случае переморозки труб должны быть предусмотрены запасные обогреватели [45]. Их количества и мощности должно хватать для того, чтобы работа на производстве не прекратилась.

В лаборатории 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.

Технологическая площадка характеризуется большой плотностью размещения оборудования, разветвленной сетью обвязочных технологических трубопроводов, множеством фланцевых соединений и арматуры. Компоновка оборудования может способствовать распространению пожара сверху вниз и наоборот [46].

К числу возможных чрезвычайных ситуаций относятся:

- пожар;
- химическое отравление персонала.

В случае возникновения на объектах аварийной ситуации, обслуживающий персонал должен быть готов к действиям по ликвидации последствий без ущерба для своего здоровья. Для этого каждый рабочий должен иметь закрепленный за ним противогаз, содержать его в исправности и уметь им пользоваться.

Для локализации небольших загораний обслуживающий персонал до прибытия передвижных средств пожаротушения должен использовать первичные средства пожаротушения, находящиеся на пожарных щитах.

В качестве первичных средств пожаротушения рекомендуется использовать: ручные огнетушители, полотна грубо шерстяные, асбестовые, песок, пожинвентарь (лопаты, ведра, багры).

Первичные средства пожаротушения размещаются вблизи мест наиболее вероятного их применения, на виду, в безопасном при пожаре месте, с обеспечением к ним свободного доступа.

На площадках УПСВ устанавливаются пожарные щиты, оснащенные первичными средствами пожаротушения.

При отравлении химическими веществами (парами нефти) пострадавшего необходимо немедленно вынести на свежий воздух, освободить от стесняющей одежды.

При попадании нефти на кожу - промыть водой с мылом. При попадании на слизистые оболочки глаз необходимо обильное промывание теплой водой и далее применение глазных капель на основе альбуцида.

5.4. Производственная безопасность

Технологический процесс характеризуется наличием следующих опасных и вредных производственных факторов: высокая температура; высокое давление; взрывоопасность и пожароопасность; токсичность углеводородов нефти и химических реагентов; шум, вибрации, механические травмы, электрический ток, ядовитые вещества.

Технологический процесс ведется при повышенной температуре до 70°C (температура нефти на выходе из печи ПТБ-10). Применение для отогрева трубопроводов и подготовки оборудования к ремонту водяного пара с температурой до 160°C.

Технологический процесс ведется при избыточном давлении (до 0,6 МПа), давление нагнетания насосов подтоварной воды составляет до 3,0 МПа. В результате гидравлических ударов и коррозии имеется возможность разрушения находящихся под давлением коммуникаций, аппаратов, емкостей, арматуры и трубных коммуникаций [47].

По показателям пожароопасности и взрывоопасности процесс относится к взрывопожароопасному. В качестве топлива для печей используется попутный нефтяной газ, основное сырье и продукт установки - нефть, которая является легко воспламеняющейся жидкостью, состоящей из смеси углеводородов. Вследствие довольно высокого содержания легких газовых фракций, особенно в сырой нефти, и способности их быстрого выделения в атмосферу, возможно образование взрывоопасных смесей. Это особенно важно, так как обычное горение возникает и развивается только в паровой (газовой) фазе, и именно к этой фазе относятся показатели пожарной опасности нефтепродуктов. Также имеется

возможность накопления зарядов статического электричества при выполнении технологических операций, в результате чего может произойти пробой и воспламенение.

Высокий уровень шума и вибрации в результате работы различных агрегатов и механизмов (ПТБ, вентиляторы, насосы, компрессора и др.).

Возможность получения механических травм при нарушении правил техники безопасности обслуживания движущихся и вращающихся частей механизмов (вентиляторы, насосы, компрессора, подъемные механизмы и др.), что в результате может вызвать ушибы, травмы, сдавливания конечностей и переломы обслуживающего персонала[48]. А также при несоблюдении правил работы на высоте и не использования соответствующей спецодежды, в результате дорожно-транспортных происшествий.

Возможность поражения электрическим током при неисправности электрооборудования, а также при несоблюдении правил электробезопасности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам написания выпускной квалифицированной работы были сделаны следующие выводы:

1) Анализ литературных источников показал, что деэмульгаторы являются эффективным средством при разрушении водонефтяных эмульсий. Однако при разработке месторождений используется значительное количество различных химических соединений, и при рассмотрении возможности применения того, или иного деэмульгатора следует проводить оценку его соответствия существующему технологическому процессу на месторождении, что достигается только лабораторными исследованиями и промысловыми испытаниями;

2) Результаты лабораторных испытаний деэмульгаторов при проведении промышленных испытаний СНПХ-4315, UNIDEM ES-301, показали, что наибольшей эффективностью обладает UNIDEM ES-301. Так как при равном содержании воды в нефти на входе в СИКНС, содержание нефтепродуктов в воде составляет $8,6 \text{ мг/дм}^3$, а у СНПХ-4315 от $28,3$ до $64,1 \text{ мг/дм}^3$;

3) Выполненные промысловые испытания фильтра каплеотделителя на установке предварительного сброса воды показали, что в ходе промышленных испытаний было установлено, что введение данного оборудования позволяет обеспечить увеличение добычи нефти при эксплуатации в весенне-летний период прирост добычи составляет $5-7 \text{ т/сутки}$, в осенне-зимний период $10-12 \text{ т/сутки}$, что увеличивает производительность установки предварительного сброса воды по нефти до $111\,254 \text{ т/год}$.

Список использованных источников

1. В.И. Ермолкин, В.Ю. Керимов // Геология и геохимия нефти и газа, «Издательский дом «Недра», Москва 2012
2. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия (с Изменениями N 1, 2
3. Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа: Учебное пособие для вузов. 2-е изд. М.: Химия, 2011. 568 с.
4. Кабиров М.М. Сбор, промысловая подготовка продукции скважин: Учебное пособие. Уфа: Изд. УГНТУ, 2003. 70 с.
5. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. Казань, «ФЭн», 2000. - 416с.
6. Кабиров М.М. Сбор, промысловая подготовка продукции скважин: Учебное пособие. Уфа: Изд. УГНТУ, 2003. 70 с.
7. Коллоидная химия: учебник / М. И. Гельфман. – СПб.: Лань, 2010. - 336 с
8. Позднышев Г.Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий. - М.: Недра, 1982. - 156 с.
9. Углеводородный состав и устойчивость нефтяных эмульсий /А. А. Петров, Г.Н. Позднышев II Тр. Гипровостокнефть. - М.: Недра, 1971. - Вып. 13.- С. 9-13.
10. Левченко Д.Н., Бергштейн Н.В., Николаева Н.М. Технология обессоливания нефтей на нефтеперерабатывающих предприятиях. М.: Химия, 1985. 168 с.
11. Фролов, Ю.М. Коллоидная химия: Учебник / Ю. М. Фролов, В. П. Шелякин. - СПб.: Лань П, 2016. - 336 с.
12. Нефтяные дисперсные системы / З. И. Сюняев, Р. З. Сюняев, Р. З. Сафиева. - М., Химия, 1990. – 226 с.

13. Сахабутдинов Р.З., Губайдулин Ф.Р., Исмагилов И. Х., Космачева Т.Ф. Особенности формирования и разрушения водонефтяных эмульсий на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. - М.: ОАО “ВНИИОЭНГ”, 2005. - 324 с
14. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти за рубежом. М.: Недра, 1983. 224 с.
15. Тронов В.П., Грайфер В.И. Обезвоживание и обессоливание нефти. Казань: Тат. кн. изд-во, 1974. 175 с.
16. Хуторянский Ф.М. Подготовка к переработке стойких высокообводненных ловушечных эмульсий НПЗ. Спб.: ХИМИЗДАТ, 2006, 152 с.
17. Гриценко А.И. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. М.: Недра, 1999. 475 с.
18. Зарипов А.Г. Комплексная подготовка продукции нефтегазодобывающих скважин, т.1 М.: Моск. гос. горный ун-тет, 1996. 216 с.
19. Ибрагимов, Г.З. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти: Справочник / Г.З. Ибрагимов, К.С. Фазлутдинов, Н.И. Хисамутдинов. - М.: Недра, 1991. - 384 с.
20. Сладовская, О.Ю. Современные реагенты-деэмульгаторы для разрушения водонефтяных эмульсий / О.Ю. Сладовская, С.И. Отажонов, Л.А. Галина, А.Г. Сладовский // Вестник технологического университета Т. 21, № 2. – Казань, 2018. С. 49-53
21. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды / Н.Н. Байков, Т.Н. Позднышев, Р.И. Мансуров - М., Недра, 1981. – 261 с.
22. Снижение потерь легких жидких углеводородов на нефтяных промыслах / С.С. Иванов, М.Ю. Тарасов // Нефтяное хозяйство. - 2013. - № 1. - С. 96-99.
23. Шенфельд Н. Поверхностно-активные вещества на основе оксида этилена. / Под ред. Н.Н. Лебедева. // М., Иностранная литература, 1982. -

752 с.

24. Саттарова, Э.Д. Подбор реагентов-деэмульгаторов для глубокого обессоливания нефти / Э.Д. Саттарова, Р.Р. Фазулзянов, А. А. Елпидинский, А. А. Гречухина // Вестник Казанского Государственного Технологического Университета. - 2011. - №10. - С. 165-169.

25. Плохова, С.Е. Изучение влияния анионных и катионных ПАВ на деэмульгирующую эффективность неионогенных ПАВ/ С.Е. Плохова, Э.Д. Саттарова, А.А Елпидинский // Вестник Казанского Государственного Технологического Университета. - 2012. - №16. -С. 39-40.

26. Типовые процессы применения отечественных деэмульгаторов в технологии подготовки нефти. / РД 39-031-90, Уфа, 1990. -114 с.

27. Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа: Учебное пособие для вузов. 2-е изд. М.: Химия, 2011. 568 с.

28. Синтез и исследование свойств деэмульгаторов олигоуретанового типа: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 02.00.13/ А. В. Лужецкий; [Место защиты: Казан. гос. технол. ун-т]. - Казань, 2010. - 16 с.

29. Шаммазов А.М., Хайдаров Ф.Р., Шайдаков В.В. Физико-химическое воздействие на перекачиваемые жидкости. // «Монография», Уфа, 2003. – 188 с.

30. Подбор деэмульгаторов с учетом температурного режима подготовки нефти. / Л.П. Семенихина, А.Г. Перекупка, Д.В. Семенихина. (ОАО «Гипротюменнефтегаз»). // Транспорт и подготовка нефти, №9, 2003. – С. 89-91.

31. Ф.Ю.Алдакимов [и др.] Теория и практика добычи нефти ОАО "Сургутнефтегаз".- Сургут: РИИЦ "Нефть приобья", 2008

32. Авторский надзор за разработкой месторождений Н за 2011 год.

33. ГОСТ 54 30013-83 Электромагнитные излучения СВЧ. Предельно допустимые уровни облучения. Требования безопасности

34. ГОСТ 12.4.154-85 “ССБТ. Устройства экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты”

35.ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны

36. СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96 "Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона (ЭМИ РЧ)".

37. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

38. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.

39. ГОСТ 12.4.123-83. Средства коллективной защиты от инфракрасных излучений. Общие технические требования.

40. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

41. ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.

42. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.2.037-78. Техника пожарная. Требования безопасности

43. СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к качеству атмосферного воздуха

44. ГОСТ 30775-2001 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Классификация, идентификация и кодирование отходов.

45. СНиП 21-01-97. Противопожарные нормы.

46. ГОСТ 12.4.154. Система стандартов безопасности труда. Устройства экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты. Общие технические требования, основные параметры и размеры.

47. Постановление Минтруда России, Минобразования России от 13.01.2003 N 1/29 (ред. от 30.11.2016) "Об утверждении Порядка обучения

по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций" (Зарегистрировано в Минюсте России 12.02.2003 N 4209)

48. Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997 N 116-ФЗ ((с изменениями на 29 июля 2018 года)