

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕХНОЛОГИИ РАЗДЕЛЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ В ПРОЦЕССЕ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА ФЕДЮШКИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 665.614.066.3:622.276.8(571.16)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Лукин Сергей Владимирович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина Вероника Анатольевна	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г-М.Н		

Томск – 2023г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ
21.03.01 Нефтегазовое дело
ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности

ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ А.А. Лукин
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г1	Лукин Сергей Владимирович

Тема работы:

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕХНОЛОГИИ РАЗДЕЛЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ В ПРОЦЕССЕ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА ФЕДЮШКИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	<i>08.02.2023 №39-65/с</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--------------------------------------------	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p><i>Тексты и графические материалы отчетов фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.</i></p>
<p>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i></p>	<p><i>Введение</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <i>1. Характеристика объекта</i> <i>2. Техничко-технологическая часть</i> <i>3. Комплексный подход к разрушению водонефтяных эмульсий</i> <i>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i> <i>5. Социальная ответственность</i> <p><i>Заключение</i></p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Маланина Вероника Анатольевна
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	

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

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Гладких М.А.			

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Лукин Сергей Владимирович		

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г1	Лукин Сергей Владимирович

Тема работы:

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕХНОЛОГИИ РАЗДЕЛЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ В ПРОЦЕССЕ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА ФЕДЮШКИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--------------------------------------------	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.03.2023	<i>Характеристика объекта</i>	20
27.03.2023	<i>Технико-технологическая часть</i>	30
20.04.2023	<i>Комплексный подход к разрушению водонефтяных эмульсий</i>	30
10.05.2023	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
10.06.2023	<i>Социальная ответственность</i>	10
	<i>Итого</i>	100

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Гладких М.А.			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г.-М.Н		

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Лукин Сергей Владимирович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 81 страницы, 7 рисунков, 14 таблиц, 22 источника.

Ключевые слова: ЭМУЛЬСИЯ, ДЕЭМУЛЬГАТОР, КОАЛЕСЦЕНЦИЯ, ДИСПЕРГИРОВАНИЕ, АДСОРБЦИЯ.

Объектом исследования является технология разделения водонефтяных эмульсий на Федюшкинском месторождении.

Цель работы – анализ и выбор наиболее эффективного способа разделения водонефтяной эмульсии на УПН «Федюшкинское».

В процессе исследования была рассмотрена геологическая и геолого-промысловая характеристика Федюшкинского месторождения, геолого-физическая характеристика продуктивных пластов, история проектирования и состояния разработки. Описано понятие о нефтяных эмульсиях, перечислены причины их образования, методы предотвращения образования и борьбы с эмульсиями на месторождении. Рассмотрена социальная ответственность при работах, связанных с подготовкой нефти. Доказана и экономическая эффективность использования, выбранного деэмульгатора.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА.....	12
1.1 Общие сведения о месторождении	12
1.2 Краткая геологическая характеристика	12
1.3 Геолого-промысловая характеристика.....	13
1.4 Характеристика исходного сырья, вспомогательных материалов и готовой продукции.....	20
1.5 Общие характеристики объекта.....	22
2 ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	24
2.1 Понятия о нефтяных эмульсиях.....	24
2.2 Причины образования нефтяных эмульсий.....	25
2.3 Методы предотвращения образования эмульсий.....	28
2.4 Механизм разделения нефтяных эмульсий.....	30
2.5 Понятие об обезвоживании нефти. Методы обезвоживания нефти.....	32
2.5.1 Гравитационный отстой.....	32
2.5.2 Центрифугирование.....	33
2.5.3 Фильтрация.....	34
2.5.4 Электрообработка эмульсий.....	35
2.5.5 Термохимическое обезвоживание и обессоливание.....	37
2.5.6 Комбинированный метод.....	39
2.6 Деэмульгаторы нефтяных эмульсий.....	40
2.6.1 Технология применения деэмульгаторов в процессах промысловой подготовки нефти.....	43
2.6.2 Требования, предъявляемые к деэмульгаторам.....	48
3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К РАЗРУШЕНИЮ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ.....	50

3.1 Подготовка нефти на УПН Федюшкинского месторождения.....	50
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	54
4.1 Обоснование экономической эффективности.....	54
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	59
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	59
5.2 Производственная безопасность	60
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	60
5.2.2 Анализ выявленных опасных факторов.....	60
5.3 Экологическая безопасность.....	69
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	73
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	78
Список используемых источников.....	79

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы: Когда нефть добывают из земных недр, она содержит в себе некоторое количество воды, в зависимости от условий добычи и характеристик нефти, может происходить их смешивание в разной степени, что приводит к образованию водонефтяных эмульсий. Использовать в переработке обводненную эмульгированную нефть нельзя, потому что вместе с водой в нефть попадают минеральные соли, которые вызывают коррозию металла трубопроводов, нефтеперегонной аппаратуры и т.д. Так же со временем увеличивается слой эмульгатора на глобулах воды, а это уже повышает его механическую прочность. На промыслах обезвоживание по возможности проводят как можно раньше или сразу же после извлечения нефти из недр, чтобы предотвратить старение водонефтяной эмульсии. Эту проблему можно решить с помощью применения специальных химических реагентов – деэмульгаторов.

Объект исследования: технология разрушения водонефтяных эмульсий на Федюшкинском месторождении.

Целью работы является анализ и выбор наиболее эффективного способа разрушения водонефтяной эмульсии.

Для реализации поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- изучить процесс формирования нефтяных эмульсий, их свойства и факторы устойчивости;
- рассмотреть методы разрушения нефтяных эмульсий;
- изучить технологию применения деэмульгаторов в процессах промышленной подготовки нефти;
- описать технологию подготовки нефти на участке подготовки нефти Федюшкинского месторождения и методы борьбы с эмульсиями;
- провести расчет экономической эффективности использования, выбранного деэмульгатора.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- УПН - установка подготовки нефти;
- ГС - газовый сепаратор;
- КС - конденсатосборник;
- О - отстойник;
- БДР - блок дозирования реагента;
- Е - емкость подземная дренажная;
- РВС - резервуар вертикальный стальной;
- ЭЦН - электрический центробежный насос;
- ШГН – штанговый глубинный насос;
- НКТ – насосно-компрессорные трубы;
- ПАВ – поверхностно-активные вещества;
- НГСВ – нефтегазовый сепаратор со сбросом воды;
- ПП – путевой подогреватель;
- ФВД – факел высокого давления;
- КСУ – концевая сепарационная установка;
- Н – насос;
- ФУ – факельная установка;
- ЦНС – центробежный насос секционный;
- Ф – фильтр.
- КР – Камера расширительная;
- ГПЭС – Газопоршневая электростанция.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА

1.1 Общие сведения о месторождении

Федюшкинское месторождение открыто в 1985 году, пробурены только разведочные скважины, которые находятся в эксплуатации. Федюшкинское месторождение в административном отношении расположено в пределах Каргасокского района Томской области, в 86 км от пос. Новый Васюган.

Федюшкинское нефтяное месторождение, согласно принятой схеме районирования нефтегазоносных территорий Западно-Сибирской провинции относится к Нюрольскому нефтегазоносному району Каймысовской нефтегазоносной области. В непосредственной близости от Федюшкинского месторождения находятся Тагайское (на северо-западе), Игольско-Таловое (на юге) и Карайское (на юго- западе) месторождения нефти.

Лицензия на поиски, разведку и добычу углеводородного сырья на месторождении выдана 2013 г. ООО «Томская нефть», срок окончания действия лицензионного соглашения – 2033 г [1].

1.2 Краткая геологическая характеристика

В тектоническом отношении Федюшкинский участок находится в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты.

Доюрский фундамент Западно-Сибирской плиты представляет собой гетерогенное складчато-глыбовое сооружение, отдельные части которого представлены структурами, сформировавшимися в завершающие фазы байкальского, салаирского, каледонского и герцинского циклов тектогенеза. Структурно-формационные зоны фундамента были сформированы в течение рифейско-палеозойско-триасового времени.

По результатам бурения и опробования скважин, в пределах разведанной части Федюшкинского месторождения установлены залежи нефти пластов Ю₁¹-

², Ю₁^М васюганской свиты и пласта Ю₀ баженовской свиты [1,2].

1.3 Геолого-промысловая характеристика

Пласт Ю₀

Выявлена одна залежь, которая локализована в пределах самостоятельного замкнутого структурного элемента IV порядка.

Залежь пластово-сводового типа, размеры - 5,5 x 2,5 км, высота - 23,7 м. Площадь залежи составляет 8180 тыс.м², в том числе в пределах ЧНЗ - 931 тыс.м² (11 %), в пределах ВНЗ - 7249 тыс.м² (89 %).

Отложения свиты представлены битуминозными аргиллитами темно-серыми до черных, с коричневатым оттенком, участками тонкоплитчатыми, иногда алевритистыми, крепкими, с останками фауны.

Определение коэффициентов пористости, проницаемости и нефтенасыщенности по ГИС не было произведено, подсчетные параметры были приняты по пластам-аналогам: коэффициент пористости - 0,4 %, коэффициент нефтенасыщенности – 90,0 %.

По результатам исследования одной поверхностной пробы нефть пласта имеет повышенную вязкость 18,46 мПа*с, по товарной характеристике нефть-среднесернистая (содержание серы 0,66 %), смолистая (содержание смол силикагеновых 10,15 %), парафинистая (содержание парафинов 4,20 %), содержание азота - 0,43 % и асфальтенов - 0,34 %, при этом молекулярный вес составил 260 г/моль. Температура плавления парафинов +540С. Выход светлых фракций, выкипающих до 3000С, составляет 47 %.

Анализ 3-х глубинных проб нефти в пластовых условиях показал, что нефть пласта Ю₀ недонасыщена газом, давление насыщения ее в 12 раз ниже пластового и изменяется в диапазоне 4,2-5,4 МПа, при пластовом давлении 38,4 МПа и температуре 920 С. Плотность нефти в среднем равна 0,750 г/см³,

динамическая вязкость - 1,35 мПа*с.

Компонентный состав пластовой нефти представлен (% мольный): углекислым газом - 0,46 %, азотом - 0,908%, гелий и сероводород не обнаружены, метаном - 14,61 %, этаном - 3,61 %, пропаном - 7,72%, бутаном - 8,25 %, пентаном - 6,82 %, C₆+ высшие - 57,63 %, при этом молекулярный вес равен 121,2 г/моль.

Пласт Ю₁¹⁻²

Выявлена одна залежь нефти пласта, которая приурочена к Западно-Поньжевой и Резервной локальным структурам.

Залежь пластово-сводового типа литологически экранированная на севере и северо востоке, размеры - 9,6 х 5,4 км, высота - 38,3 м. Площадь залежи составляет 55092 тыс.м², в том числе в пределах ЧНЗ - 44343 тыс.м² (80,5 %), в пределах ВНЗ - 10749 тыс.м² (19,5 %).

Пласт сложен преимущественно песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов, аргиллитов и углей. Песчаники светло-серые, буровато-серые, мелкозернистые, кварц-полевошпатовые, отслабосцементированных до крепких известково-глинистых, с остатками морской фауны, с запахом и выпотами нефти. Структура песчаников псаммитовая, алевропсаммитовая.

Текстура беспорядочная, микрослоистая. Основной породообразующий комплекс песчаников полевошпатово-кварцевый. Породообразующие компоненты – кварц, полевые шпаты, обломки пород и слюда.

Воды пласта характеризуются как кислотно-щелочные (рН=6,2-7,1) с плотностью 1,012-1,016 г/см³.

Средние значения по керну составляют: коэффициент пористости 16,1 % (58 опр.), коэффициент проницаемости – $9,63 \cdot 10^{-3}$ мкм² (37 опр.), водоудерживающая способность – 45,1 % (33 опр.).

Коэффициент пористости коллекторов в целом по пласту меняется от 12,5 % до 17,6 %. Среднее значение в целом по пласту 16,3 %.

Коэффициент нефтенасыщенности коллекторов меняется от 40,4 % до 72,8 %. Среднее значение 57,8 %. Коэффициент проницаемости в целом по пласту изменяется в диапазоне $0,184 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $17,2 \cdot 10^{-3}$ мкм², в среднем составляя $19,12 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Поверхностные пробы нефти пласта Ю₁¹⁻² характеризуются следующими средними значениями: повышенной вязкостью 7,63 мПа*с; по товарной характеристике нефть малосернистая (содержание серы 0,37 %), смолистая (содержание смол силикагелевых 5,71 %), азота 0,17 % и асфальтенов 0,85 %, парафинистая (содержание парафинов 2,47 %), молекулярный вес равен 203 г/моль. Нефть застывает при температуре, в среднем -30 °С, температура плавления парафинов +53 °С. Выход светлых фракций, выкипающих до 300 °С, составляет 49 %.

По результатам исследований 5 глубинных проб нефть пласта Ю₁¹⁻² недонасыщена газом, давление насыщения ниже пластового и изменяется в диапазоне 6,5-12,0 МПа (среднее 8,4 МПа) при пластовом давлении в среднем по пласту 28,8 МПа и температуре 98°С. Плотность пластовой нефти варьируется в пределах от 0,689 г/см³ до 0,764 г/см³ и в среднем составляет 0,733 г/см³, динамическая вязкость - 1,33 мПа*с.

Компонентный состав пластовой нефти следующий: углекислый газ - 0,47 %, азот - 0,95 %, гелий и сероводород не определены, метан - 18,72 %, этан - 2,65 %, пропан - 5,82 %, бутан - 7,14 %, пентан - 6,62 %, С₆+ высшие - 57,63 %, молекулярный вес составил 126,2 г/моль.

Пласт Ю₁^М

В пределах пласта Ю₁^М выделяются три залежи: «Основная», «Западная» и «Северная».

Литологически пласт представлен песчаниками, среди которых отмечаются прослой алевролитов и аргиллитов. Песчаник серый, средне-мелкозернистый, полимиктовый, участками переходящий в средне-

мелкозернистый алевритистый, с неравномерными намывами, включениями углисто-слюдистого, углисто-глинистого материала, сидерита, обугленных растительных остатков, с прослойками алевролита крупнозернистого песчаного. Отмечаются мелкие линзочки пирита, толщиной 0,1-0,2 см и линзочки аргиллита темно-серого, толщиной 0,1-0,2 см. Наблюдаются единичные вертикальные ходы роющих организмов. Текстура пологоволнистая прерывистая, косоволнистая, линзовидная, нарушена процессами взмучивания, внутриформационного размыва и битурбации осадка. Структура псаммитовая с элементами алевропсаммитовой. Содержание кварца до 42,8 %, полевых шпатов до 37,2 %, обломков пород до 19,3 %, слюды до 1,7 %.

Воды пласта характеризуются как щелочные ($pH=7,2$) с плотностью 1,015 г/см³.

Средние значения по керну составляют: коэффициент пористости 14,3 % (54 опр.), коэффициент проницаемости – $2,71 \cdot 10^{-3}$ мкм² (53 опр.), водоудерживающая способность – 48,1 % (39 опр.).

Коэффициент пористости коллекторов в целом по пласту меняется от 12,5 % до 17,6 %. Среднее значение в целом по пласту 14,9 %.

Коэффициент нефтенасыщенности коллекторов меняется от 19,3 % до 61,3 %. Среднее значение 49,7 %. Коэффициент проницаемости в целом по пласту изменяется в диапазоне $0,7 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $3,51 \cdot 10^{-3}$ мкм², в среднем составляя $1,67 \cdot 10^{-3}$ мкм².

По пласту Ю₁^М собственные глубинные и поверхностные пробы нефти не отбирались. Параметры, характеризующие свойства нефти и растворенного газа, приняты по аналогии с пластом Ю₁¹⁻² [2].

Типы и размеры залежей представлены в таблице 1.

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов приведена в таблице 2.

Таблица 1 – Характеристика продуктивных залежей.

Пласт	Залежь	Тип залежи	Размеры залежи, км × км	Площадь залежи, тыс.м ²	Абсолютная отметка /глубина залегания кровли (интервал изменения), м	Абсолютная отметка контакта, м	Высота залежи, м
Ю ₀	основная (район скважины 7Р)	пластовая	5,5 × 2,5	8 180	<u>2793,4-3348,3</u> -2664,3-2704,7	-2665,0	23,7
Ю ₁ ¹⁻²	основная	пластовая сводовая литолически экранированная	9,6 × 5,4	50 760	<u>2826,4-3376,2</u> -2691,7-2736,2	-2730,0	38,3
Ю ₁ ^М	основная	пластовая сводовая литолически экранированная	3,9 × 2,4	8 193	<u>2842,5-3394,5</u> -2706,8-2754,3	-2735,6	28,9
	западная		1,1 × 0,9	605		-2739,8	8,7
	северная		1,9 × 1,6	2 357		-2737,0	10,5

Таблица 2 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

№№ п/п	Параметры	Размерность	Продуктивные пласты				
			Ю ₀	Ю ₁ ¹⁻²	Ю ₁ ^М основная залежь	Ю ₁ ^М западная залежь	Ю ₁ ^М северная залежь
1	Средняя глубина залегания кровли	м	3348,3	3376,2	3394,5		
2	Абсолютная отметка ВНК	м	-2665,0	-2730	-2735,6	-2739,8	-2737
3	Абсолютная отметка ГНК	м					
4	Абсолютная отметка ГВК	м					
5	Тип залежи		пластовая	пластовая сводовая, лит.экранир.	пластовая сводовая, лит.экранир.	пластовая сводовая, лит.экранир.	пластовая сводовая, лит.экранир.
6	Тип коллектора		бажениты	терригенны й	терригенны й	терригенны й	терригенны й
7	Площадь нефте/газоносности	тыс.м ²	8180	50760	8193	605	2357
8	Средняя общая толщина	м	23,6	12,8	7,1	2,6	2,7
9	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	9,7	3,1	3,3	1,3	1,3
10	Средняя эффективная газонасыщенная толщина	м					
11	Средняя эффективная водонасыщенная толщина	м		5	0,8	0,8	0,8
12	Коэффициент пористости	доли ед.	0,004	0,17	0,16	0,17	0,15
13	Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ	доли ед.	0,9	0,59	0,55	0,55	0,52
14	Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ	доли ед.	0,9	0,59	0,55	0,55	0,52
15	Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0,9	0,59	0,55	0,55	0,52
16	Коэффициент газонасыщенности пласта	доли ед.					
17	Проницаемость	мкм ²	0,0006	0,0104	0,0020	0,0027	0,0016
18	Коэффициент песчанистости	доли ед.	1,00	0,38	0,52	0,52	0,52
19	Расчлененность	ед.	1,0	1,5	1,63	1,63	1,63

Продолжение таблицы 2.

20	Начальная пластовая температура	°С	93,8	93,8	93,8	93,8	93,8
21	Начальное пластовое давление	МПа	38,4	28,8	28,8	28,8	28,8
22	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	1,35	1,33	1,33	1,33	1,33
23	Плотность нефти в пластовых условиях	г/см ³	0,75	0,733	0,733	0,733	0,733
24	Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см ³	0,847	0,849	0,849	0,849	0,849
25	Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,341	1,351	1,351	1,351	1,351
26	Содержание серы в нефти	%	0,66	0,42	0,42	0,42	0,42
27	Содержание парафина в нефти	%	4,2	2,58	2,58	2,58	2,58
28	Давление насыщения нефти газом	МПа	4,7	8,4	8,4	8,4	8,4
29	Газосодержание	м ³ /т	105,1	97,2	97,2	97,2	97,2
30	Давление начала конденсации	МПа					
31	Плотность конденсата в стандартных условиях	г/см ³					
32	Вязкость конденсата в стандартных условиях	мПа*с					
33	Потенциальное содержание стабильного конденсата в газе (C ₅₊)	г/м ³					
34	Содержание сероводорода	%					
35	Вязкость газа в пластовых условиях	мПа*с					
36	Плотность газа в пластовых условиях	кг/м ³					
37	Коэффициент сверхсжимаемости газа	доли ед.					
38	Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с		0,32	0,32	0,32	0,32
39	Плотность воды в поверхностных условиях	г/см ³		1,021	1,021	1,021	1,021
40	Сжимаемость						
41	нефти	1/МПаЧ10 ⁻⁴	13,65	20,9	20,9	20,9	20,9
42	воды	1/МПаЧ10 ⁻⁴	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51
43	породы	1/МПаЧ10 ⁻⁴	45	4,5	4,5	4,5	4,5
44	Коэффициент вытеснения (водой)	доли ед.	0,642	0,517	0,473	0,473	0,439
45	Коэффициент вытеснения (газом)	доли ед.					
46	Коэффициент продуктивности	м ³ /сут * МПа	0,3	2,91	0,51	0,51	0,51

1.4 Характеристика исходного сырья, вспомогательных материалов и готовой продукции

Нефть – это смесь жидкий углеводородов, в которых в различных количествах растворены твердые и газообразные углеводороды. Нефть токсична. Предельно допустимая концентрация в рабочей зоне 10 мг/м³.

Свойства пластовой нефти, пласт Ю¹₁ Федюшкинского месторождения представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Свойства пластовой нефти, пласт Ю¹₁

Наименование параметров	Диапазон значений	Средние значения
Пластовое давление, МПа	28,6-29,6	29,6
Пластовая температура, °С	92,0-98,0	93,0
Давление насыщения, МПа	6,5-12,0	10,0
Газосодержание при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т	52,5-85,2	83,6
Плотность в условиях пласта, кг/м ³	689-777	744
Вязкость в условиях пласта, мПа с	0,81-2,16	1,14
Коэффициент объемной упругости, 1/МПа*10 ⁻⁴	1,12-1,86	1,43
Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	1,181- 1,300	1,235
Плотность разгазированной нефти при дифференциальном разгазировании, кг/м ³ , при 20°С	822 - 854	854
Кол-во исследованных проб (скважин)	10(4)	

Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти пласт Ю¹₁ представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти пласт Ю¹₁

Наименование параметров	Диапазон значения	Среднее значение
Плотность при 20°С, кг/м ³	828-872	857
Вязкость, мПа*с при 20° С при 50° С	20,7-31,7 7,7-10,2	24,8 8,9
Молярная масса, г/ моль	180-281	228
Температура плавления парафина, °С	50-56	53
Массовое содержание, % серы смола силикагелевых асфальтенов парафинов	0,03-0,60 4,79-10,87 0,71-1,99 0,35-4,00	0,40 7,46 1,00 2,74
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), % НК до 150° С до 200° С до 250° С до 270° С до 300° С остаток	40,0-104,0 9,0-25,0 22,0-35,0 32,0-42,0 36,0-48,0 44,0-52,0 36,0-54,0	78,2 15,5 27,2 36,5 41,3 48,3 48,3

На УПН Федюшкинского месторождения предусмотрен комплекс технологических сооружений с применением современного оборудования и средств контроля для подготовки нефти, поступающей с Федюшкинского месторождения, до товарных кондиций в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002. Физико-химические показатели товарной нефти Федюшкинского месторождения (ГОСТ Р 51858-2002) представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Физико-химические показатели товарной нефти Федюшкинского месторождения (ГОСТ Р 51858-2002)

Наименование показателя	Норма для группы		
	I	II	III
1. Содержание воды, %, не более	0,5	1,0	1,0
2. Содержание С1 солей, мг/л, не более	100	300	1800
3. Содержание мех. примесей, %, не более	0,05	0,05	0,05
4. Давление насыщенных паров, кПа	66,7	66,7	66,7
5. Содержание хлорорганических соединений, млн. ⁻¹ (ppm)	Не нормируется. Определение обязательно		

1.5 Общие характеристики объекта

Наименование объекта: Пункт подготовки и сбора нефти.

Пункт подготовки и сбора нефти (месторождение «Федюшкинское») (сокращ. УПН) предназначена для разгазирования и обезвоживания нефти, поступающей с Федюшкинского месторождения и сдачи нефти потребителю в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002.

Проектная мощность УПН – 400000 т/год.

Загрузка УПН с учетом поступления нефти и жидкости с других месторождений составляет:

- по нефти 980,3 т/сутки (357,8 тыс. т/год);
- по жидкости 1225,5 т/сутки (447,3 тыс. т/год);
- по газу 57808,2 м³/сутки (21,1 млн. м³/год).

Год ввода в эксплуатацию – 2015.

Настоящим проектом предусматривается:

- нефтегазовые сепараторы со сбросом воды НГСВ-1,2 V=25 м³;
- путевой подогреватель ПП-0,63 ПНПТ-0,63УТ;
- отстойник нефти О-1 V=50 м³;
- газовый сепаратор ГС-1, ГС-2 V=6,3 м³ и 0,8 м³;
- сепаратор концевой ступени КСУ-1,2 V=25 м³;
- резервуары нефти Р-1,2 V=2000 м³;
- блок подготовки подтоварной воды Р-3 V=400 м³;
- насосная внешней перекачки;
- насосная внутрипарковой перекачки Н-1, 2 ЦНС 13-105;
- насосная станции с насосами Н-5, 6 ЦНС АНТ 60-297;
- дренажные емкости Е-01-04 V=16, 25, 100 м³;
- совмещённая факельная установка низкого и высокого давления ФУ-1;
- установка дозирования реагентов БДР-1,2
- узел учета нефти;

Для повышения степени эффективности процесса обезвоживания в поток нефти перед сепаратором первой и второй ступени сепарации подается реагент-деэмульгатор от БДР нефти [3].

Физико-химические свойства деэмульгатора представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Физико-химические свойства деэмульгатора.

Наименование, марка	Плотность, г/ см³	Температура застывания, °С	Кинематическая вязкость, мм²/сек	Примечание
ТХП Demulex марка А	0,950 (при - 5°С)	-45	9,3	Прозрачная жидкость желтого цвета

2 ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Понятия о нефтяных эмульсиях

Образование стойких нефтяных эмульсий происходит при подъеме обводненной нефти от забоя скважины до ее устья. Далее при дальнейшем движении по промысловым трубопроводам непрерывно происходит перемешивание нефти с водой. При разработке нефтяных месторождений на различных ее стадиях разное содержание воды в нефти: на начальной стадии добывается нефть, практически без содержания воды, на последующих стадиях концентрация воды в нефти может увеличиваться и уже на завершающих стадиях разработки вода может достигать 90% и более от добываемого объема жидкости.

Под нефтяными эмульсиями понимают механическую смесь нефти и пластовой воды, которые нерастворимы друг в друге и находятся в мелкодисперсном состоянии.

Эмульсия состоит из двух фаз: внутренней и внешней. Лиофобные или термодинамически неустойчивые эмульсии можно классифицировать согласно полярности дисперсных фазы и среды, а также по концентрации дисперсной фазы в системе.

Нефтяные эмульсии бывают двух типов:

- Нефти в воде - прямые эмульсии;
- Воды в нефти - эмульсии обратные.

Жидкость, в которой находятся небольшие капли иной жидкости, называют дисперсионной средой. Капли жидкости, которые содержатся в дисперсионной среде называются дисперсной фазой. Внешняя фаза в прямых эмульсиях - это вода, поэтому внутренняя фаза смешивается с ней в любых отношениях и обладает высокой электропроводностью. Эмульсии обратные не обладают видимой электропроводностью и смешиваются исключительно с углеводородной жидкостью.

Почти все эмульсии, встречающиеся при добыче нефти, являются эмульсиями типа вода в нефти. Содержание пластовой воды в таких эмульсиях колеблется в широких пределах: от десятых долей процента до 90% и более. Эмульсии типа нефть в воде (в пластовой воде диспергированы капельки нефти), встречающиеся в нефтепромысловой практике значительно реже, обычно содержат менее 1% нефти (в среднем 1000 мг/л).

Классификация нефтяных эмульсий также включает в себя разделение их по концентрации дисперсной фазы в дисперсионной среде. Выделяют три типа: концентрированные, высококонцентрированные и разбавленные.

Особенности концентрированных эмульсий: 1) капли могут седиментировать, так как имеют относительно большие размеры; 2) могут быть и неустойчивыми, и устойчивыми.

Особенности высококонцентрированных эмульсий: 1) одиночные капли дисперсной фазы минимально способны к седиментации; 2) капли деформируются из-за большой концентрации в дисперсионной среде.

Особенности разбавленных эмульсий: 1) маленький диаметр капель (до 10^{-5} см) дисперсной фазы; 2) на каплях имеются электрические заряды; 3) высокая стойкость; 4) низка вероятность столкновения [4,5,6].

2.2 Причины образования нефтяных эмульсий

Для образования эмульсии недостаточно только перемешивания двух несмешивающихся жидкостей. Если взять чистую воду и чистую нефть, то сколько бы мы их ни перемешивали, эмульсия не образуется. Чтобы она образовалась, необходимо наличие в нефти особых веществ – природных эмульгаторов. Такие природные эмульгаторы в том или ином количестве всегда содержатся в пластовой нефти. К ним относятся асфальтены, смолы, нефтерастворимые органические кислоты и другие мельчайшие механические примеси, как ил и глина.

В процессе перемешивания нефти с пластовой водой и образования мелких капелек воды частицы эмульгирующего вещества на поверхности этих капелек (или, как обычно принято говорить, на поверхности раздела фаз) образуют пленку (оболочку), препятствующую слиянию капелек. На рисунке 1 схематически изображена такая пленка на поверхности глобулы воды.

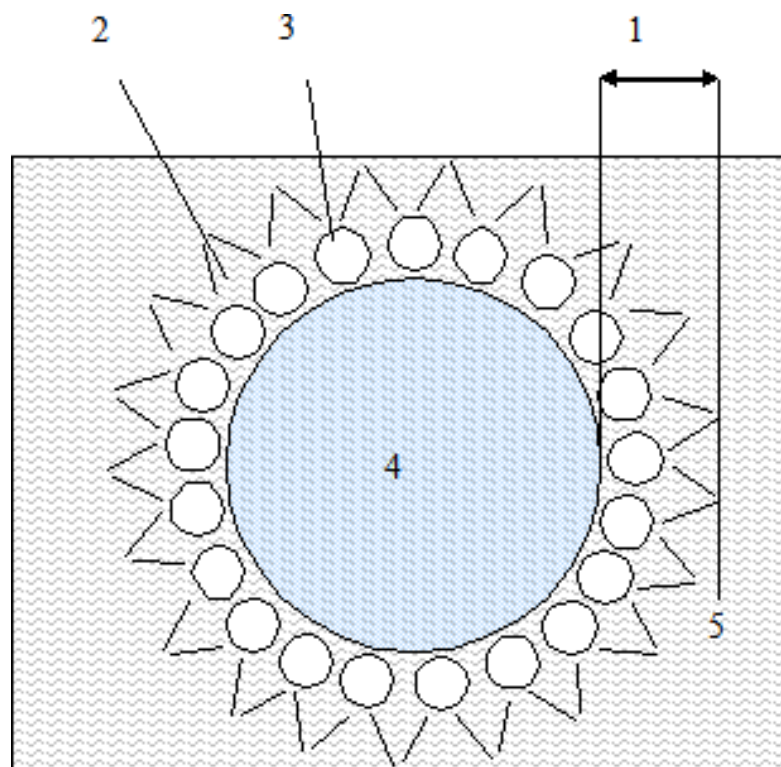


Рисунок 1 – Схематичное изображение пленки на поверхности глобул воды.

- 1 – толщина пленки;
- 2 и 3 – эмульгирующие вещества;
- 4 – капля воды; 5 – нефть.

С явлением образования пленки на поверхности глобулы воды связывают процесс «старения» эмульсии. Под процессом старения понимают упрочнение пленки эмульгатора с течением времени. Процесс старения эмульсии может протекать быстро или медленно от нескольких часов до 3-4 дней. Обычно первоначально этот процесс идет очень интенсивно, но по мере насыщения поверхностного слоя глобул эмульгаторами замедляется или даже прекращается. По истечении определенного времени пленки вокруг глобул воды становятся очень прочными и трудно поддаются разрушению.

В зависимости от размера капелек воды и степени старения нефтяные эмульсии разделяются на три вида:

- легкорасслаивающиеся;
- средней стойкости;
- стойкие.

В легкорасслаивающихся эмульсиях обычно большинство глобул крупные – размером от 50 до 100 мкм, в то время как стойкие эмульсии содержат в основном мелкие глобулы размерами от 0,1 до 20 мкм. Эмульсии средней стойкости занимают промежуточное положение. Кроме отмеченных выше условий на стойкость водонефтяных эмульсий влияют и некоторые другие факторы: температура, содержание парафина, условия образования эмульсии количество и состав эмульгированной воды и др.

С повышением температуры вязкость нефти уменьшается, что способствует снижению стойкости эмульсии. С понижением температуры из нефти выделяются кристаллики растворенного в ней парафина, который накапливается на оболочке глобулы и увеличивает ее прочность. Поэтому эмульсии нефти, содержащей парафин, в зимних условиях имеют большую устойчивость.

Интенсивность перемешивания нефти с водой при добыче также влияет на стойкость эмульсии. При фонтанном способе добычи нефти в результате постепенного выделения газа в подъемных трубах и соответственного увеличения скорости потока могут образоваться весьма стойкие эмульсии. Дополнительное перемешивание нефти происходит при резких поворотах потока в фонтанной арматуре и при прохождении через штуцеры. Степень диспергирования капель воды при прохождении через штуцер тем больше, чем больше перепад давления в штуцере.

При газлифтном способе добычи нефти условия для образования эмульсий примерно те же, что и при фонтанной добыче. Образование эмульсий при газлифтном способе происходит в основном в месте ввода рабочего агента в

насосно-компрессорные трубы. Эмульсии, образующиеся при газлифтном способе добычи нефти, также отличаются стойкостью.

При глубинно-насосной эксплуатации скважин эмульгирование нефти происходит в узлах клапана, в паре плунжер – цилиндр и в подъемных трубах при возвратно-поступательном движении насосных штанг.

При использовании погружных электроцентробежных насосов перемешивание продукции скважины происходит в рабочих колесах насоса, а также при турбулентном движении смеси в подъемных трубах.

Стойкость эмульсии при добыче нефти глубинными штанговыми насосами значительно ниже, чем при эксплуатации погружными электроцентробежными насосами, но она может повышаться в обоих случаях при малом к. п. д. оборудования.

Особенно сильное влияние на стойкость эмульсии при насосной эксплуатации оказывают неисправности оборудования – пропуски в насосах через неплотности, изношенные участки. В случае пропуска жидкости в клапанных узлах за счет давления столба жидкости над клапаном истечение жидкости происходят с большой скоростью, что вызывает турбулизацию и эмульгирование нефти. Особенно сильное эмульгирование происходит при наличии зазора плунжера.

Немалую роль в повышении стойкости эмульсий играет также и наземное оборудование – это система нефтесборных труб, распределительные коллекторы групповых замерных установок, штуцеры, задвижки, клапаны, уголки, тройники и сепараторы [7].

2.3 Методы предотвращения образования эмульсий

Для предотвращения эмульгирования нефти необходимо в какой-то степени устранить или, по крайней мере, ослабить влияние перечисленных условий, при которых происходит образование нефтяных эмульсий в процессе добычи.

Главные из них:

- 1) совместное поступление нефти и воды из скважины;
- 2) интенсивное перемешивание, приводящее к диспергированию одной жидкости в другой;
- 3) присутствие в нефти природных эмульгаторов.

Так как совсем отдельное извлечение нефти без воды практически невозможно, наибольшее внимание нужно уделить уменьшению перемешивания нефти и воды с целью снижения стойкости нефтяной эмульсии.

Для снижения степени перемешивания нефти с водой в поверхностном оборудовании выкидные линии от скважин должны прокладываться по возможности без резких поворотов и острых углов и иметь достаточный диаметр для сведения к минимуму турбулизации потока. В выкидных линиях и нефтесборных коллекторах должно устанавливаться минимальное число задвижек и клапанов, чтобы устранить перемешивание жидкости в результате изменения проходного сечения труб в этих местных сопротивлениях. Выкидные линии от скважин должны прокладываться с таким уклоном, чтобы не происходило скопления воды в пониженных местах трубопроводов, так как это может создать благоприятные условия для эмульгирования нефти.

При выборе насосов для перекачки обводненной нефти предпочтение должно быть отдано поршневым насосам по сравнению с центробежными, поскольку они имеют повышенные к.п.д. и меньше перемешивают перекачиваемую жидкость. Насосы должны поддерживаться в исправном состоянии, пропуски в рабочих органах должны быть сведены к минимуму.

Экспериментально установлено, что в самотечных системах сбора нефти происходит меньшее эмульгирование продукции скважин по сравнению с напорными. Поэтому при проектировании нефтесборных коллекторов должно быть обращено внимание на рельеф местности с максимальным использованием самотека в нефтесборных коллекторах.

Все перечисленные выше способы для снижения степени перемешивания

нефти и воды не могут полностью исключить образования нефтяных эмульсий. Поэтому наибольшее внимание приходится уделять именно разрушению уже образовавшихся эмульсий с последующим разделением нефтяной фазы от воды [8].

2.4 Механизм разделения нефтяных эмульсий

В теории водонефтяная эмульсия – это некая неустойчивая система, стремящаяся к уменьшению площади раздела фаз, то есть к расслоению.

В действительности же, из-за наличия адсорбционных слоев на поверхности диспергированных частиц, образуются устойчивые к расслоению водонефтяные эмульсии. Все потому что адсорбционные слои имеют значительную механическую прочность и препятствуют слиянию частиц, а также расслоению водонефтяных эмульсий. В их состав входит несколько классов природных веществ – компонентов продукции нефтяных скважин, которые представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Компоненты продукции нефтяной скважины

Класс веществ	Наименование веществ	Характер воздействия на водонефтяную систему
С высокой поверхностной активностью.	Нафтеновые и жирные кислоты, низшие смолы	Диспергирование системы и создание неструктурированных молекулярных слоев на поверхности раздела фаз.
С низкой поверхностной активностью.	Асфальтены, асфальтеновые кислоты и ангидриды; высшие смолы.	Стабилизация эмульсии структурированием поверхностных слоев.
Твердые минеральные органические.		Агрегируются с глобулами воды; формирование прочного «бронированного» слоя.

На свойства поверхности раздела фаз сильное влияние оказывают растворенные и диспергированные в пластовой воде вещества, а также температура среды.

Процесс разложения эмульсии включает:

1. этап – соударение диспергированных частиц;
2. этап – слияние их в крупные глобулы;
3. этап – выпадение крупных частиц и формирование сплошных отдельных слоев нефти и воды.

Соударение частиц происходит под действием физических факторов: механического перемешивания, турбулентного движения потока и гравитационного осаждения и в незначительной степени вследствие броуновского движения. Темп соударений может быть увеличен под действием электрического и ультразвукового поля.

Слияние частиц происходит при невысокой структурно-механической прочности разделяющих слоев и, если они имеют гидрофильные свойства. Применительно к водонефтяным эмульсиям скорость всего процесса разложения эмульсии лимитируется скоростью слияния диспергированных частиц.

Темп осаждения слившихся частиц и выделение сплошных фаз нефти и воды зависят от размеров глобул, вязкости дисперсионной среды и разности плотностей воды и нефти: скорость выпадения растет с ростом размеров частиц воды и разности плотностей и падает с ростом вязкости нефти. Наиболее эффективным средством ускорения процесса на третьем этапе является нагревание эмульсии, так как оно приводит к резкому уменьшению вязкости нефти и некоторому (10–20 %-ному) росту разности плотностей воды и нефти.

Действие химических реагентов (деэмульгаторов) направлено на реализацию второго (основного) этапа. При этом проявляются свойства поверхностно-активных веществ [9].

2.5 Понятие об обезвоживании нефти. Методы обезвоживания нефти

Обезвоживание и обессоливание нефти – взаимосвязанные процессы, так как основная масса солей растворены в пластовой воде, и отделение этой воды от нефти приводит одновременно и к обессоливанию нефти.

Обезвоживание нефти затруднено тем, что нефть и вода образуют стойкие эмульсии типа "вода в нефти". В этом случае вода диспергирует в нефтяной среде на мельчайшие капли, образуя стойкую эмульсию. Следовательно, для обезвоживания и обессоливания нефти необходимо отделить от нее эти мельчайшие капли воды и удалить воду из нефти. Для обезвоживания и обессоливания нефти используют следующие технологические процессы:

- гравитационный отстой нефти;
- центрифугирование;
- фильтрация;
- электрообработка;
- термохимические методы;
- комбинации перечисленных методов [10].

2.5.1 Гравитационный отстой

Гравитационный отстой это самый простой и не затратный процесс разделения фаз (нефть-вода). Обычно используется в окончательной подготовке нефти. Представляет из себя обыкновенный отстой смешанных жидкостей. Отстой осуществляется за счет разности плотности нефти и воды. Так как плотность пластовой воды в среднем имеет показатели от 1050 до 1200 кг/м³, а нефти от 790 до 960 кг/м³, и получается, что капли пластовой воды сливаясь в крупные капли под действием силы тяжести, оседают на дно резервуара или отстойника, а нефть всплывает наверх. Чем выше вязкость нефти относительно

вязкости воды, тем быстрее происходит слияние. При этом уменьшается время отстоя. Таким способом отделяют основной объем пластовой воды от нефти.

Гравитационный отстой возможен без предварительного нагрева эмульсии, если нефть и вода не были подвергнуты сильному перемешиванию и в нефти практически отсутствуют эмульгаторы. Однако в чистом виде гравитационный отстой, то есть без применения предварительного нагрева и деэмульгаторов, практически не применяют.

Таким образом отстоявшуюся нефть можно без значительных капиталовложений транспортировать по трубопроводу на большие расстояния до центральных узлов подготовки нефти [11].

2.5.2 Центрифугирование

Центрифугирование – это процесс разделения жидких неоднородных систем под действием центробежных сил. Машины для центрифугирования называют центрифугами или жидкостными центробежными сепараторами. Центрифугирование эмульсий применяется не только для отделения воды, но и взвешенных солей.

Суть этого способа заключается в следующем: водонефтяная эмульсия подается в центрифугу, в которой размещен быстро вращающийся аппарат, придающий ей определенное направление движения. Благодаря центробежной силе капли воды, как более тяжелые, приобретают большую скорость и стремятся выйти из связанного состояния, концентрируясь и укрупняясь вдоль стенок аппарата и стекая вниз. Обезвоженная нефть и вода отводятся по самостоятельным трубам.

Центрифугирование проводят двумя способами:

- центробежное осаждение
- центробежное фильтрование

В первом случае разделение неоднородных систем происходит под

действием объемных сил дисперсной фазы. Выполняется в роторах со сплошными стенками.

Во втором же разделении происходит под действием объемных сил дисперсной среды и только частично дисперсной фазы. Выполняется в роторах с перфорированными стенками.

Этот метод пока не нашел промышленного применения.

2.5.3 Фильтрация

В практике эксплуатации нефтяных месторождений при движении в промысловых коллекторах наблюдается расслаивание нефтяных эмульсий при большой обводненности нефти, а иногда и при малой, если эмульсия нестойкая. При этом нередко даже укрупнившиеся капли воды находятся во взвешенном состоянии, что характерно для эмульсий с незначительной разностью плотностей.

Для деэмульсации таких водонефтяных эмульсий иногда пользуются способом фильтрации, основанным на явлении селективного смачивания. Фильтрующее вещество должно отвечать следующим основным требованиям. Иметь плотность и упругость, достаточные для того, чтобы глобулы воды при прохождении растягивались и разрушались. Обладать хорошей смачиваемостью, благодаря чему осуществляется сцепление молекул фильтрующего вещества и воды, что обуславливает изменение относительной скорости движения эмульсии и, как следствие, разрыв оболочки глобул воды. Фильтрующие вещества должны иметь противоположный по знаку заряд, чем у глобул воды. Тогда при прохождении эмульсии через фильтр происходит снятие заряда с глобул воды, чем устраняется отталкивающая сила между ними. Укрупнившиеся капли воды стекают вниз, а нефть, свободно пройдя фильтр, выводится с установки.

В качестве фильтрующих веществ используются такие материалы, как

гравий, битое стекло, древесные и металлические стружки, стекловата и т. д. Особенно успешно применяется стекловата, обладающая хорошей смачиваемостью водой и несмачиваемостью нефтью, большой, устойчивостью и долговечностью [12].

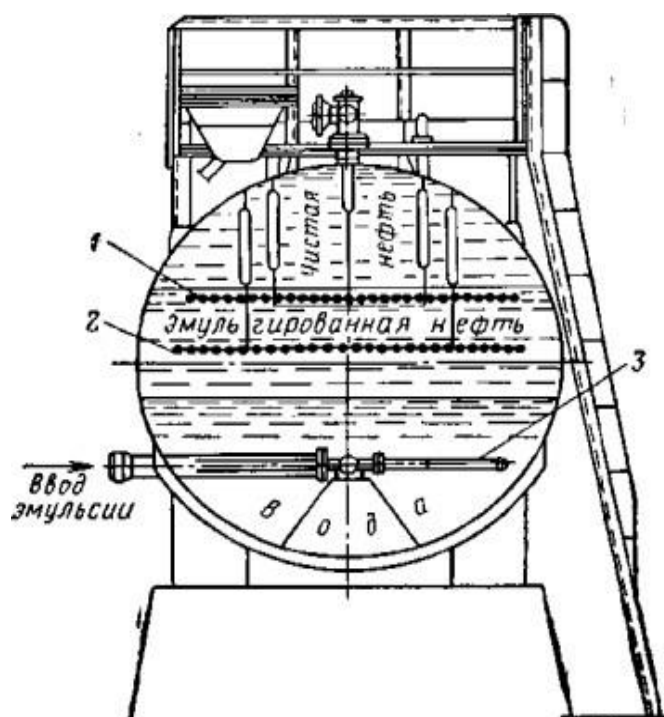
Такой процесс обеспечивает отделение воды из водонефтяной эмульсии до 95 %.

Деэмульсация фильтрацией не получила широкого распространения и применяется очень редко вследствие громоздкости оборудования, малой производительности и необходимости частой смены фильтров.

2.5.4 Электрообработка эмульсий

Электрическое обезвоживание и обессоливание основано на следующем процессе: между двумя электродами, при токе высокого напряжения (переменный 50 Гц, 15...44кВ), пропускают нефтяную эмульсию. В результате этого на противоположных концах каждой капли воды появляется разноименный электрический заряд. Благодаря этому капли воды будут взаимно притягиваться, а также плёнка нефти между этими каплями будет разрушаться. Иначе говоря, в результате действия электрического поля происходит укрупнение капель воды и оседание на дне сосуда.

Для обезвоживания и обессоливания средних и тяжелых нефтей применяют электродегидратор представленный на рисунке 2.



1 и 2 – электроды; 3 – маточник

Рисунок 2 – Электродегидратор

Такие нефти интенсивно перемешивают в специальных смесителях с пресной горячей водой и эту смесь через маточник, а затем водяную «подушку» вводят в межэлектродное пространство электродегидратора.

В электродегидраторах нефтяная эмульсия проходит через три зоны обработки. В первой зоне эмульсия проходит слой отстоявшейся воды, уровень которой на 20-30 см выше маточника, тем самым подвергаясь водной промывке, в результате которой теряется основная масса пластовой воды. Затем последовательно обрабатывают эмульсию сначала в зоне с электрическим полем слабой напряженности, а затем в зоне сильной напряженности. Механизм разрушения основывается на том, что коалесценция капелек воды наступает при пропускании постоянного или переменного тока через эмульсию.

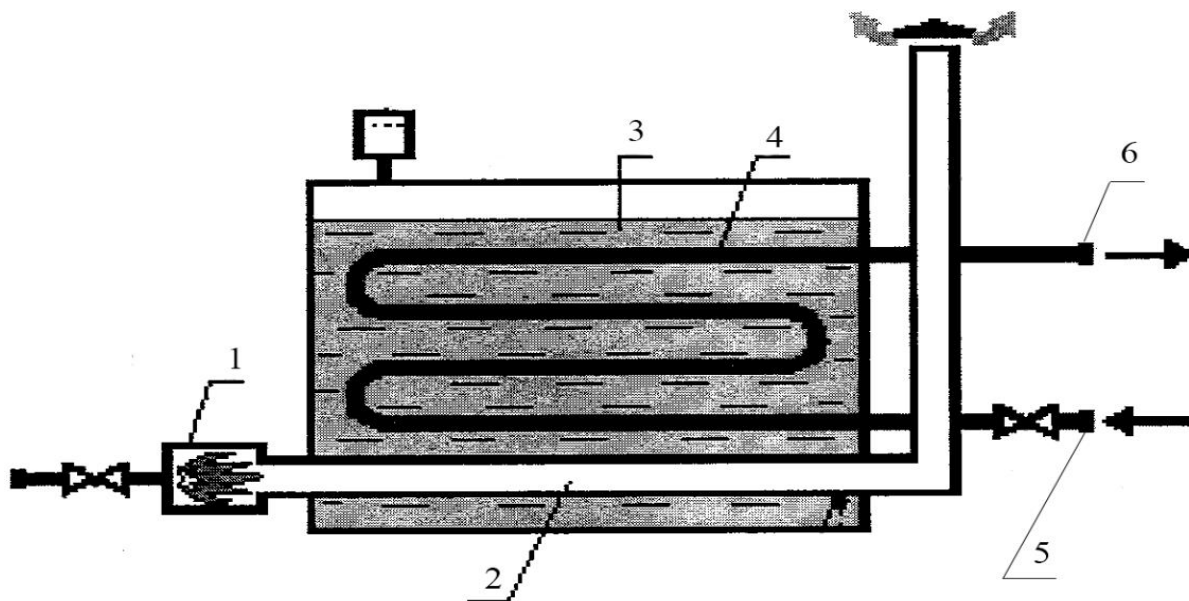
Наиболее часто применяют переменный ток высокого напряжения, под действием которого заряженные капельки воды разрывают окружающие их нефтяные пленки и, образуя более крупные капли, коалесцируют. Чтобы происходила поляризация капелек воды, расстояние между электродами должно быть большим. Эмульсия проходит через это поле со скоростью, достаточной

для разрушения цепей поляризованных капелек. Таким образом, достигается разделение воды и нефти.

2.5.5 Термохимическое обезвоживание и обессоливание

Процессы обезвоживания и обессоливания технологически идентичны и сводятся к разрушению глобул водонефтяной эмульсии и созданию благоприятных условий для их слияния и последующего отстоя. Практика показала, что все существующие методы подготовки нефти без применения теплоты и деэмульгаторов малоэффективны, а иногда практически неосуществимы.

На промыслах России наиболее распространено разрушение эмульсий термохимическими способами. Такое широкое распространение эти способы получили благодаря присущим им таким преимуществам, как возможность менять деэмульгаторы без замены оборудования и аппаратуры, предельная простота способа, нечувствительность режима к любым колебаниям содержания воды, дополнительная утилизация газа, который используется в подогревателях нефти. Подогреватель нефти представлен на рисунке 3.



- 1 – горелка; 2 – змеевик топки; 3 – промежуточный теплоноситель;
 4 – змеевик; 5 – вход подогреваемой нефти; 6 – выход подогретой нефти

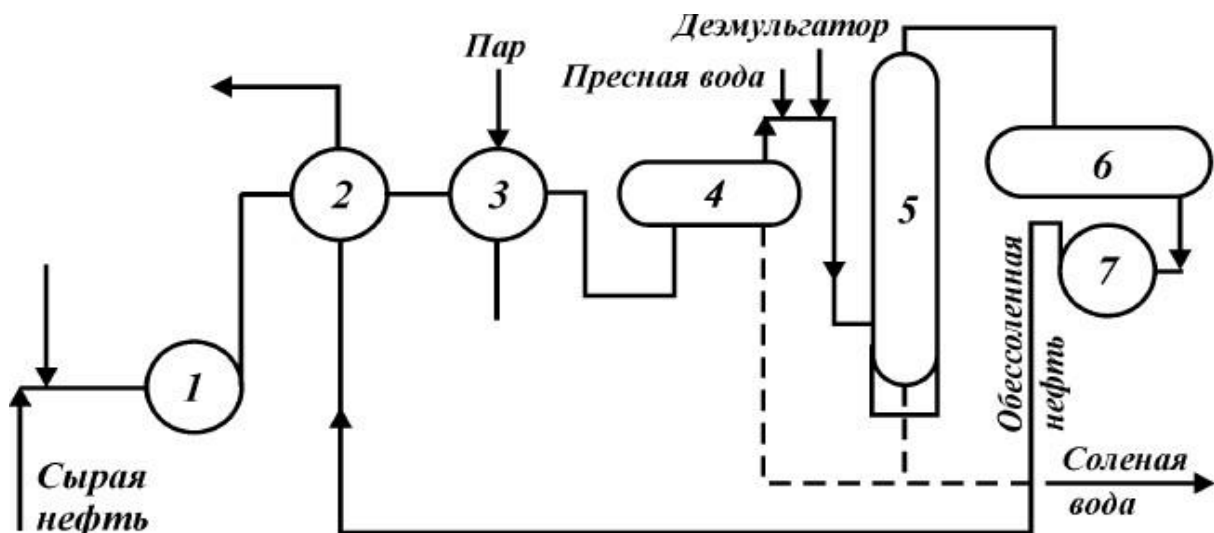
Рисунок 3 – Подогреватель нефти

Наряду с указанными достоинствами термохимический способ имеет и ряд существенных недостатков, к числу которых следует отнести большие затраты на деэмульгаторы, чрезмерно большие потери легких фракций нефти от испарения при отстаивании подогретой эмульсии в обычных негерметизированных резервуарах, повышенный расход теплоты, обусловленный большими потерями его в окружающую среду.

Собранная на промысле нефтяная эмульсия проходит первую ступень сепарации, где освобождается от газа и основной массы воды, далее дегазированная нефть по сборным коллекторам подается на подогреватели. Подогретая нефть подается на вторую ступень сепарации, где происходит окончательная дегазация. После подается в резервуары для гравитационного отстоя. Перед поступлением на первую ступень сепарации в эмульсию вводится деэмульгатор. Деэмульгатор подается дозировочным насосом, допускающим регулирование и обеспечивающим равномерное поступление его в нефть.

2.5.6 Комбинированный метод

На практике применяют также установки, объединяющие термохимическое обезвоживание с электрическим. Рассмотрим принцип работу одной из таких схем на рисунке 4.



- 1 – насос; 2 – теплообменник; 3 – подогреватель; 4 – отстойник;
5 – электродегидратор; 6 – промежуточную емкость для обессоленной нефти; 7 – насос

Рисунок 4 – Схема термохимического обезвоживания и обессоливания

Сырьевая нефть вместе с деэмульгатором поступает на прием насоса (1) и через теплообменник (2) и подогреватель (3) направляется в отстойники (4) (термохимической части установки), откуда под остаточным давлением поступает в электродегидратор (его работа будет рассмотрена далее) (5). Перед попаданием в электродегидратор (5) в нефть вводятся деэмульгатор и пресная вода. В электродегидраторе (5) происходят разрушение эмульсий и выпадение освобожденной воды в процессе отстоя. Затем обессоленная нефть направляется в промежуточную емкость (6), а оттуда насосом (7) через теплообменники (где происходит отдача тепла сырой нефти) (2) отправляется в товарные резервуары. Вода из отстойников (4) и электродегидраторов (5) сбрасывается в виде сточных вод.

Для более глубокого обезвоживания и обессоливания устанавливают несколько электродегидраторов, которые по форме могут быть горизонтальными, вертикальными, сферическими и др [13].

2.6 Деэмульгаторы нефтяных эмульсий

Устойчивость нефтяных эмульсий определяется образованием на поверхности капель дисперсной фазы абсорбционных оболочек с высокой структурной вязкостью. К веществам, способным образовывать такие оболочки в эмульсиях типа вода в нефти, относятся смолы, асфальтены, высокоплавкие парафины и т. д.

Состав защитных слоев нефтяных эмульсий различен. Кроме основных стабилизаторов – смол и асфальтенов – в них входят: соли нафтеновых кислот и тяжелых металлов; микрокристаллы парафина и твердые частицы минеральных и углистых суспензий, порфирины и их окислы, содержащие тяжелые металлы и т. д. Эти защитные слои на поверхности капель препятствуют уменьшению толщины пленки при сближении капель и тем самым предотвращают процесс их коалесценции (слияния).

Для того чтобы осуществить процесс расслоения устойчивой нефтяной эмульсии, необходимо устранить структурно-механический барьер на поверхности капель со стороны дисперсионной среды. Разрушить такой барьер можно только введением в систему поверхностно-активных веществ (ПАВ), именуемых реагентами-деэмульгаторами.

Деэмульгаторы – поверхностно-активные вещества, способные вытеснить с поверхности глобул воды, диспергированной в нефти, бронирующую оболочку.

При введении реагента-деэмульгатора в нефтяную эмульсию на границе раздела фаз нефть – вода протекают следующие процессы. Молекулы реагента-деэмульгатора, обладая большей активностью, чем природные стабилизаторы

нефтяных эмульсий, вытесняют последние с границы раздела фаз нефть – вода.

Образующиеся на их месте абсорбционные слои из молекул деэмульгатора практически не обладают заметными структурно-механическими свойствами, что создает возможность для коалесценции капель воды при их контакте друг с другом.

Адсорбция молекул реагента-деэмульгатора на поверхности капель снижает межфазное натяжение на границе раздела нефть-вода, что улучшает при дополнительном воздействии на капли, их взаимное слияние. Таким дополнительным воздействием может служить электрическое поле, под действием которого капли воды поляризуются и притягиваются друг к другу противоположно заряженными полюсами. Для облегчения сближения капель применяют подогрев эмульсии, благодаря чему снижается вязкость нефти, и скорость движения капель воды при их сближении возрастает.

Реагенты-деэмульгаторы, используемые для разрушения нефтяных эмульсий, подразделяют на две группы: ионогенные и неионогенные. Ионогенные деэмульгаторы в водных растворах диссоциируют на ионы. В зависимости от того, какие ионы (анионы или катионы) являются поверхностно-активными, ионогенные деэмульгаторы подразделяются на анионоактивные и катионоактивные. Неионогенные деэмульгаторы не диссоциируют на ионы в водных растворах.

Ионогенные деэмульгаторы состоят из двух подгрупп:

а) анионоактивные, которые образуют в водных растворах при ионизации ПАВ поверхностно-активные анионы, в состав которых входят углеводородная часть молекулы и катионы, представляющие неорганические ионы, чаще всего натриевые. Вытесняя образовавшуюся защитную оболочку, анион раствора адсорбируется на поверхности глобулы воды и создает на ней новую слабую оболочку с отрицательным зарядом. К этой подгруппе относятся деэмульгаторы типа НЧК (нейтрализованный черный контакт), НКГ (нейтрализованный кислый гудрон), ТК (товарный контакт), СУ (сульфированные масла),

алкилсульфатнатрия, нафтеновые кислоты и их соли - нафтенаты, сульфонафтенаты алюминия и кальция и др.

б) катионоактивные, подвергающиеся ионизации в водных растворах с образованием поверхностно-активных катионов, которые состоят из углеводородных радикалов и обычно неорганических анионов. Катион, адсорбируясь на поверхности частицы воды, вытесняет защитную оболочку и создает новую, механически менее прочную с положительным зарядом. Деэмульгаторы этой подгруппы незначительно активны.

Ионогенные деэмульгаторы, такие как нейтрализованный черный контакт (НЧК) и нейтрализованный кислый гудрон (НКГ), применявшиеся ранее для подготовки нефти, имеют существенные недостатки:

- при взаимодействии с пластовой водой образуют твердые вещества, выпадающие в осадок (гипс, гидрат окиси железа и др.);
- являются эмульгаторами для эмульсий типа нефть в воде, что ухудшает качество воды;
- имеют большой удельный расход (0,5–3 кг/т).

В связи с этими факторами ионогенные деэмульгаторы в настоящее время почти не используются.

Неионогенные ПАВ - высокоэффективные соединения, неспособные к ионизации в растворах и находящиеся в них в молекулярной форме.

Неионогенные деэмульгаторы синтезируют на основе продуктов реакции окиси этилена или окиси пропилена со спиртами, жирными кислотами и алкилфенолами. Удлинение оксиэтиленовой цепи повышает растворимость деэмульгатора в воде за счет увеличения гидрофильной (водорастворимой) части молекулы. Если заменить окись этилена окисью пропилена, то можно существенно повысить растворимость деэмульгатора в нефти, не нарушая его гидрофильных свойств.

Исходными веществами для синтеза блоксополимеров с одной гидрофобной и одной гидрофильной группой служат чаще всего одноатомные

спирты, с одной центральной гидрофобной и двумя концевыми гидрофильными группами - двухатомные спирты или фенолы, двух основные кислоты.

В реакторах периодического действия осуществляются процессы оксиэтилирования и оксипропилирования в присутствии катализаторов при температуре 120-135°C.

Неионогенные деэмульгаторы не взаимодействуют с растворенными в пластовой воде солями металлов и не образуют твёрдых осадков. Удельный расход их значительно ниже, чем ионогенных (5–50 г/т).

Новые деэмульгирующие материалы не чистые вещества, а смесь полимеров разной молекулярной массы с различными гидрофобными свойствами. Поэтому они обладают гораздо более широким диапазоном растворимости в различных нефтях или в пластовых водах различной минерализации. Неионогенные деэмульгаторы подразделяются на водорастворимые и маслорастворимые (нефтерастворимые).

Примеры деэмульгаторов этого типа: дисолваны, R-11, сепароли, проксалины, проксанола, РИФ, Серво, СНПХ, ДИН, прогалит, ЛМЛ и др.

Подбор деэмульгатора осуществляют в зависимости от эмульсионности нефти и эффективности реагента.

2.6.1 Технология применения деэмульгаторов в процессах промышленной подготовки нефти

С появлением надежных и точных дозирующих насосов на месторождениях наибольшее применение нашла подача неразбавленного реагента. Для этого требуются несложные установки, состоящие в основном из небольшого дозирочного насоса и бачка с чистым реагентом. Специальных устройств для смешения в виде лабиринтов в трубах или смесительных соединений не требуется – за счет турбулентности потока до поступления смеси на установку достигается ее хорошее перемешивание.

Если проба эмульсии, взятая непосредственно перед поступлением на установку по подготовке нефти, разрушается без дополнительного встряхивания, это значит, что перемешивание реагента произошло полное вместо подачи его в поток выбрано правильно. Если же для достижения видимого разрушения эмульсии необходимо встряхивание, это указывает на недостаточное перемешивание реагента с эмульсией, а также на то, что место ввода его в линию необходимо отнести дальше от установки подготовки нефти.

Хотя традиционное место ввода деэмульгатора – установка промысловой подготовки нефти, но высокая эффективность ранней обработки водонефтяной эмульсии стимулирует подачу химического реагента непосредственно в скважину. Однако при этом необходимость химической обработки скважинной продукции, поступившей на установку, не исключается, но суммарный расход реагента снижается, а эффективность процесса повышается. Ввод деэмульгатора в обеих точках осуществляется в этом случае одновременно, т.е. использование скважины как объекта ввода деэмульгатора не исключает необходимости химической обработки на установке.

Непосредственно в скважины реагент может подаваться на забой через затрубное пространство или в выкидную линию. Процесс ввода деэмульгатора на забой скважины с целью предотвращения образования стойких нефтяных эмульсий получил название *внутрискважинной деэмульсации*.

При газлифтной эксплуатации скважин наиболее целесообразно подавать реагент вместе с рабочим агентом. Для этой цели химический реагент с помощью дозировочного насоса вводят в газовую линию.

В настоящее время в зависимости от конкретных условий нефтяных месторождений и от принятой системы сбора реагент вводится:

- в поток на скважинах;
- на групповых замерных установках;
- дожимных насосных станциях;
- установках предварительного сброса воды;

- на центральных пунктах перед установкой подготовки нефти.

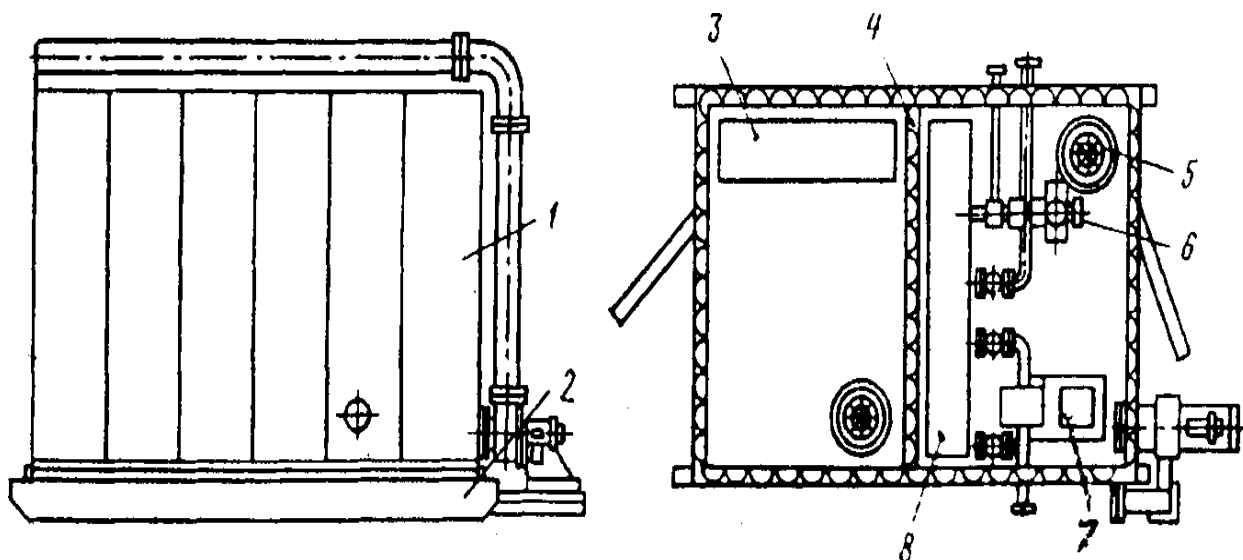
Наибольшее распространение получила схема подачи деэмульгатора, сочетающая в себе два процесса:

1. предварительное обезвоживание с доведением остаточной воды в нефти до величины не более 10%;
2. глубокое обезвоживание и обессоливание, после которого содержание остаточной воды не более 1,0%.

В связи с этим реагент подается в первом случае перед узлом сепарации на установке предварительного сброса воды (УПСВ), а во втором непосредственно перед установкой подготовки нефти. Подача реагента осуществляется с помощью дозирочных установок.

Отечественной промышленностью изготавливаются блоки и установки дозирования химических реагентов (деэмульгаторов, ингибиторов коррозии, солеотложения и т.п.) БР-2,5; БР-10; БР-25; НДУ; УДС; УДЭ; УДПВ. Они предназначены для приготовления и дозированного ввода жидких деэмульгаторов в любой точке трубопровода промысловой системы транспорта и подготовки нефти на участке от скважины до установки комплексной подготовки нефти. Для улучшения работы деэмульгатора, особенно в зимнее время, в дозирочной установке осуществляется его подогрев.

Наиболее распространенные блоки дозирования БР-2,5 и БР-10 изображены на рисунке 5.



- 1 – теплоизолированная будка; 2 – сани, на смонтированной сварной раме;
 2 – средства контроля и управления; 4 – герметичная перегородка;
 5 – трубчатый электронагреватель; 6 – дозировочный насос;
 7 – шестеренный насос; 8 – технологическая емкость.

Рисунок 5 – Блоки дозирования химреагентов БР-2,5 и БР-10.

Все оборудование установок размещено в теплоизолированной будке (1), смонтированной на сварной раме-санях (2). Будка разделена герметичной перегородкой (4) на два отсека (технологический и приборный).

В технологическом отсеке размещены технологическая емкость (8), трубчатый электронагреватель (5), шестеренчатый (7) и дозировочный (6) насосы, а также средства контроля и управления (3).

Путем подачи в смеситель в определённых соотношениях воды и концентрированного реагента на установке БР-25 при необходимости можно приготовить и дозировать водный раствор реагентов.

Технологическая характеристика блоков БР приведена в таблице 8.

Таблица 8 – Технологическая характеристика блоков БР

Показатели	Блок дозирования химреагентов		
	БР-2,5	БР-10	БР-25
Размер дозы, г/т.	10÷50	10÷50	10÷50
Вязкость дозируемой среды, МПа·с.	до 1000	до 850	до 850
Подача дозирующего насоса, л/ч.	2,5	10	25
Рекомендуемое давление нагнетания, МПа.	10	10	4
Температура дозируемого реагента, °С	50÷60	20÷60	20÷60
Температура окружающей среды, °С.	-40÷+50	-40÷+50	-40÷+50
Запас химического реагента, сут.	15	30	2÷10
Габаритные размеры, мм.	3360×2300×2725	3770×2250×3090	3770×2400×2680
Масса, кг.	3000	3090	4500

Однако, как бы ни была совершенна схема подачи деэмульгатора, положительных результатов в процессе подготовки нефти можно добиться только при правильном подборе реагента, месте его дозирования и рациональном расходе [14,15,16].

2.6.2 Требования, предъявляемые к деэмульгаторам

В модели системы, состоящей из двух индивидуальных веществ и одного поверхностно-активного вещества, ПАВ всегда является фактором эмульгирования. В реальной ситуации система включает в себя сложные фазы: нефть и пластовая вода. Химическое деэмульгирование – это вытеснение одного типа веществ с поверхности частиц другим типом.

Вводимый в систему химический реагент обладает большей поверхностной активностью, чем природные эмульгаторы. Деэмульгатор вытесняет указанные природные вещества из поверхностного слоя диспергированных частиц воды и образует более гидрофильный адсорбционный слой с небольшой структурно-механической прочностью. Частицы с ослабленными поверхностными оболочками при столкновении легко коалесцируют (сливаются) с образованием легкооседающих крупных глобул воды. Если основным фактором устойчивости эмульсии являются прилипшие «бронирующие» природные вещества, то деэмульгатор должен иметь высокую смачивающую способность, чтобы вытеснить их с поверхности раздела в объем фаз.

Таким образом деэмульгаторы должны иметь следующие основные свойства:

- высокую поверхностную активность;
- коалесцирующую способность;
- флокуляционную способность;
- смачивающую способность по отношению к твердым частицам.

Условием «срабатывания» указанных свойств деэмульгатора является диффузия вещества. Различают конвективную и молекулярную диффузии. Роль последней незначительна. Лишь при высокой температуре фактор молекулярного переноса ПАВ из объема к поверхности может стать определяющим. На практике перемешивание эмульсии ускоряет массоперенос.

Это тесно связано с тем, насколько правильно выбрано место ввода реагента. Например, допустим, что источник диспергирования – погружной центробежный электронасос (ЭЦН). При этом продукция скважины на выкиде насоса представляет собой тонкодисперсную водонефтяную смесь с развитой поверхностью раздела фаз. По мере движения этой смеси в насосно-компрессорных трубах (НКТ) происходит диффузия природных эмульгаторов из объема к поверхности раздела фаз и формирование адсорбционного слоя. Поскольку процесс диффузии имеет определенную ограниченную скорость, устойчивость эмульсии достигается не мгновенно, а во времени. Чем «старее» эмульсия, тем она устойчивее и тем труднее ее разрушить. Поэтому в любом конкретном случае оптимальное место ввода деэмульгатора – это прием ЭЦН или вход на участок подготовки, что обеспечивает не только своевременную подачу реагента (эмульсия «нестарая»), но и эффективное его распределение.

К дополнительным требованиям, применяемым к деэмульгаторам относятся их стоимость, транспортабельность, универсальность, они не должны влиять на товарные свойства нефти и изменять свои свойства при изменении внешних условий и длительном хранении.

3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К РАЗРУШЕНИЮ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

3.1 Подготовка нефти на УПН Федюшкинского месторождения

На УПН Федюшкинского месторождения предусмотрен комплекс технологических сооружений с применением современного оборудования и средств контроля процессов для:

- подготовки нефти, поступающей с Федюшкинского месторождения, до товарных кондиций в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002, учета ее и транспортировки на пункт приема, учета и сдачи нефти;
- подготовки и транспорта газа первой ступени сепарации на ГПЭС;
- подготовки пластовой воды для закачки в пласт;
- обеспечения надежной эксплуатации напорного нефтепровода с Федюшкинского месторождения и снижения риска загрязнения окружающей среды в зоне напорного нефтепровода.

Для повышения степени эффективности процесса обезвоживания в поток нефти перед сепаратором первой и второй ступени сепарации подается реагент-деэмульгатор от БДР. Добавление деэмульгатора в сырую нефть дает возможность разрушить слои природных стабилизаторов нефтяной эмульсии, входящих в состав защитных оболочек глобул воды и способствует их переводу с границы раздела фаз в объем.

Обезвоживание и обессоливание Федюшкинской нефти предусмотрено в две ступени, окончательное обезвоживание нефти до остаточной обводненности 0,5% происходит на второй ступени при температуре 40°C. Схема обезвоживания нефти изображена на рисунке 6.

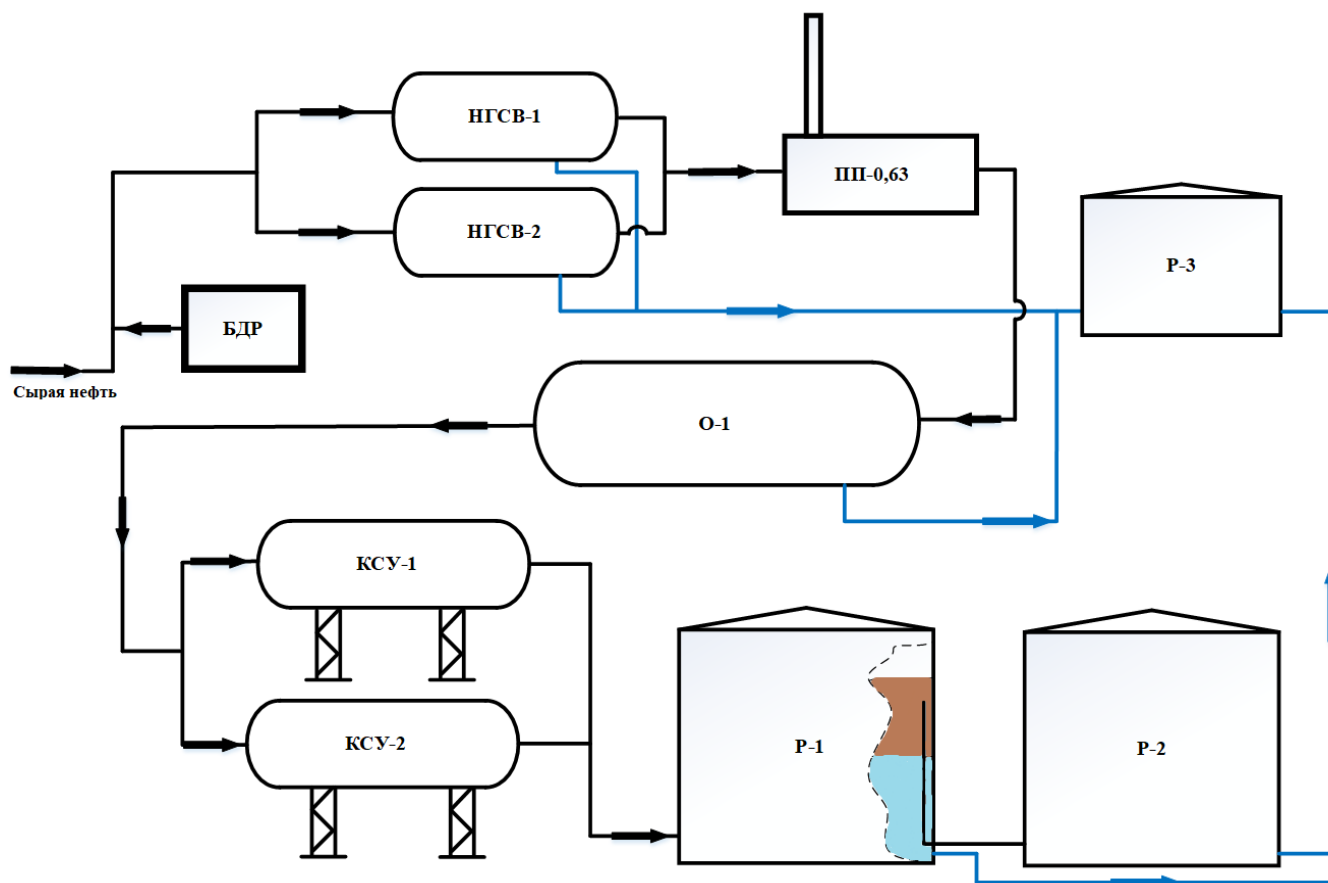


Рисунок 6 – схема подготовки нефти на УПН Федюшкинское

В качестве сепараторов первой ступени используются сепараторы НГСВ, обеспечивающие отделение основного объема нефтяного газа и пластовой воды. Обводненность нефти на выходе из НГСВ первой ступени до 20 %.

Из сепаратора НГСВ-1,2 предварительно обезвоженная нефть поступает для дальнейшей подготовки в путевой подогреватель ПП-0,63 и затем в отстойник нефти О-1.

Нефть из отстойника О-1 с остаточной обводненностью до 0,5% поступает на концевую сепарационную установку в сепараторы КСУ-1,2, где происходит полное разгазирование нефти.

Подготовленная нефть из сепараторов КСУ-1,2 поступает в технологический резервуар Р-1, где происходит дополнительный отстой воды. Из резервуара Р-1 нефть по линии перетока с отметки 6 м может поступать в резервуар товарной нефти Р-2.

Пластовая вода из отстойника О-1 объединяется и совместно с водой с первой ступени из сепаратора НГСВ-1,2 поступает на очистные сооружения в резервуар-отстойник пластовой воды Р-3 для очистки от механических примесей и нефтепродуктов.

Товарная нефть из резервуаров Р-2 или Р-1 поступает на прием насосов внешней перекачки Н-1,2 и с давлением до 2,5 МПа транспортируется по напорному нефтепроводу протяженностью на пункт приема, учета и сдачи нефти [3].

Таким образом из выше изложенного стало ясно, что процесс подготовки нефти на УПН Федюшкинское совмещает в себе комплекс мер по разрушению водонефтяной эмульсии. А именно:

- ввод деэмульгатора в сырую нефть на входе установки;
- предварительный сброс основной массы воды с первой ступени сепарации;
- подогрев водонефтяной эмульсии;
- гравитационный отстой водонефтяной эмульсии в отстойнике;
- дополнительный гравитационный отстой в резервуаре.

Такой комплекс мер по подготовки позволяет добиться товарных качеств нефти в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8Г1	Лукин Сергей Владимирович

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕХНОЛОГИИ РАЗДЕЛЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ В ПРОЦЕССЕ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА ФЕДЮШКИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)	
Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость внедрения деэмульгатора в процесс подготовки нефти на УПН Федюшкинского месторождения</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	НДС
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения деэмульгатора ТХП Detulex марки А</i>
<i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Расчет профиля накопленного потока денежной наличности и чистой текущей стоимости ТХП Detulex марки А;</i>
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет срока окупаемости; Оценка рентабельности инвестиций</i>
Перечень графического материала	
<p>1. Расчетные формулы</p> <p>2. Таблицы: Расчет годовой стоимости деэмульгаторов Результаты расчета профиля накопленного потока денежной наличности и чистой текущей стоимости ТХП Detulex марки А Чистая текущая стоимость ТХП Detulex марки А</p> <p>3. График: профиль накопленного потока денежной наличности и чистой текущей стоимости</p>	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина Вероника Анатольевна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Лукин Сергей Владимирович		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Обоснование экономической эффективности от проведения мероприятия

Нефтегазосодержащая жидкость (нефть, газ, пластовая вода) с фонда скважин подается на входную гребенку. Количество поступающей жидкости – 14760 м³/сут.

Расход деэмульгатора в сутки находим по формуле:

$$Q_{д.с} = Q_{ж} \times Q_{р.д.д} \quad (1)$$

где $Q_{ж}$ – количество перекачиваемой жидкости в сутки, м³/сут;

$Q_{р.д.д}$ – рабочая дозировка деэмульгатора, г/т.

Стоимость используемого деэмульгатора в сутки:

$$C_{у.д} = Ц_{д} \times Q_{д.с} \quad (2)$$

где $Ц_{д}$ – цена деэмульгатора, руб. за 1т.

Стоимость используемого деэмульгатора в год:

$$C_{у.г} = 365 \cdot C_{у.д} \quad (3)$$

Исходные данные и результаты расчетов экономической эффективности представленных деэмульгаторов приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Расчет годовой стоимости деэмульгаторов

		Деэмульгаторы			
Показатель	Ед. изм.	АМ-7	Servo CC 9431	ТХП Demulex марки А	СОЮЗ-1000
Рабочая дозировка	г/т	35	15	15	25
Цена	руб за 1т	51450	63500	67399	55566
Расход в сутки	грамм	516600	221400	221400	369000
	тонн	0,5166	0,2214	0,2214	0,369
Стоимость в сутки	руб	26579,07	14058,9	14922,1386	20503,854
Стоимость в год	руб	9701360,55	5131498,5	5446580,589	7483906,71
Эффект (содержание воды в нефти)	%	0,8	0,22	следы	0,09

Таблица 10 – Результаты расчета профиля накопленного потока денежной наличности и чистой текущей стоимости ТХП Demulex марки А

Показатель	Значение
Процентная ставка, %	18
Инвестиции, тыс. руб	5446580,589
Ежемесячная экономия, тыс. руб	645891

Расчет срока окупаемости.

Таблица 10 – Чистая текущая стоимость ТХП Demulex марки А

Показатели	Шаги расчета, кварталы				
	0	1	2	3	4
Чистый денежный поток от операционной и инвестиционной деятельности, руб.	-5446581	1937673,00	1937673,00	1937673,00	1937673,00
руб.					
Коэффициент дисконтирования	1,00	0,96	0,92	0,88	0,85
Дисконтированный денежный поток	-5446581	1859130,97	1783772,58	1711468,78	1450397,27
руб.					
Накопленный дисконтированный денежный поток руб.	-5446580,5	-3587450	-1803677	-92208,25	1358189,02

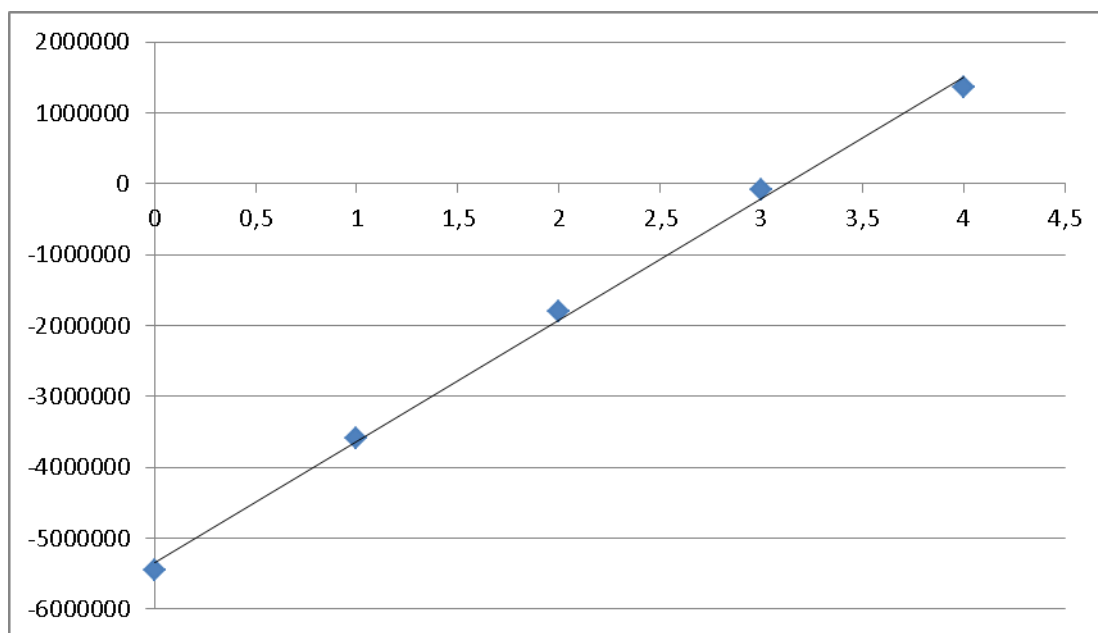


Рисунок 7 – Профиль накопленного потока денежной наличности и чистой текущей стоимости

Таблица 11 – Результаты расчета

Показатель	Значение
Срок окупаемости, месяцев	9,2
Накопленный дисконтированный поток, тыс. руб.	1358189,02
Рентабельность инвестиций	1,25

Вывод: вполне очевидным является тот факт, что из предоставленных и полученных результатов, импортный деэмульгатор марки ТХП Demulex марки А имеет преимущества над своими оппонентами. Он обеспечивает качественное разделение водонефтяной эмульсии при малом удельном расходе, вследствие чего уменьшается процентное содержание воды в нефти и уменьшение содержания нефтепродуктов в воде, тем самым повышается качество нефти на выходе с УПН. Цены на импортные деэмульгаторы (руб. за 1тн) выше российских, но минимальный расход компенсирует разницу в цене и соответственно их суммарную стоимость.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б8Г1		Лукин Сергей Владимирович	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕХНОЛОГИИ РАЗДЕЛЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ В ПРОЦЕССЕ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА ФЕДЮШКИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <p>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения;</p> <p>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</p>	<p>Объект исследования: участок подготовки нефти (УПН) «Федюшкинское».</p> <p>Область применения: подготовка нефти.</p> <p>Рабочая зона: участок подготовки нефти (УПН) «Федюшкинское», офисные помещения, блоки автоматики.</p> <p>Во время обслуживания оборудования УПН много мероприятий происходят на открытой местности. Большинство операций проводятся в условиях повышенных давлений.</p> <p>УПН предназначена для контроля подготовки нефти, газа, пластовой воды, разгазирования и обезвоживания нефти.</p>
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации:</p>	<p>1. ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ «Вредные вещества»;</p> <p>2. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ «Электробезопасность»;</p> <p>3. СНиП 2.09.04.87</p> <p>4. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013г.</p>
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации:</p> <p>–Анализ потенциально вредных и опасных факторов, присутствующих в процессе сбора и подготовки нефти на УПН «Федюшкинское».</p>	<p>Вредные факторы: утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу, пониженная температура окружающей среды, повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны, отсутствие или недостаток искусственного освещения.</p> <p>Опасные факторы: связанные с электрическим током, токсичными и вредными веществами.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации:</p>	<p>Анализ воздействия объекта на атмосферу; Источники загрязняющих веществ на объектах – технологические отходы, выбросы и сбросы; Основные технологические мероприятия по охране атмосферы.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения/при эксплуатации:</p>	<p>Возможные ЧС на объекте;</p> <p>Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</p> <p>Пожаровзрывоопасность.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Лукин Сергей Владимирович		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Пункт подготовки и сбора нефти (месторождение «Федюшкинское») (сокращ. УПН) предназначена для разгазирования и обезвоживания нефти, поступающей с Федюшкинского месторождения и сдачи нефти потребителю в соответствии с ГОСТ Р 51858- 2002.

На УПН Федюшкинского месторождения предусмотрен комплекс технологических сооружений с применением современного оборудования и средств контроля процессов для:

- подготовки нефти, поступающей с Федюшкинского месторождения, до товарных кондиций в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002, учета ее и транспортировки на пункт приема, учета и сдачи нефти;
- подготовки и транспорта газа первой ступени сепарации на ГПЭС;
- подготовки пластовой воды для закачки в пласт;
- обеспечения надежной эксплуатации напорного нефтепровода с Федюшкинского месторождения и снижения риска загрязнения окружающей среды в зоне напорного нефтепровода. [3]

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Согласно Закону РФ «О недрах», недра - это часть земной коры, расположенная ниже почвенного слоя либо ниже земной поверхности и дна водоемов и водотоков, простирающаяся до глубин, доступных для геологического изучения и освоения.

Требования по охране недр установлены законодательными и нормативными документами федерального уровня, основные из которых:

- Конституция Российской Федерации;
- Закон Российской Федерации «О недрах»;
- «Правила охраны недр»;

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Кроме указанных нормативно-правовых актов федерального уровня недропользователь должен руководствоваться нормативно-правовыми актами Томской области, направленными на охрану недр.

Для работников, выезжающих в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности:

- устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах крайнего Севера – 24 календарных дня, в местностях, приравненных к районам крайнего севера – 16 календарных дней.

Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие [17].

Предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни заезда и выезда к месту работы и обратно в рабочее время не включаются.

5.2 Производственная безопасность

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим наиболее вредные производственные факторы на рабочем месте, которые могут возникнуть при выполнении данного вида работ.

На объекте основными взрыво- и пожароопасными, вредными и токсичными веществами, находящимися в производстве, являются: нефтяной газ, нефть.

Утечки токсичных и вредных веществ в окружающую среду

Прорывы нефтяного газа, горячей нефти при разгерметизации трубопроводов, оборудования могут вызвать последующее возгорание или взрыв, а также отравление парами углеводородов у работников.

Безопасность при сливноналивных работах обеспечивается применением различных технических и организационных мер:

1. К проведению сливо-наливных операций допускаются лица, прошедшие в установленном порядке обучение, инструктаж и проверку знаний по безопасности труда, а также медицинский осмотр.

2. Работники, производящие сливо-наливные операции, должны быть обеспечены спецодеждой, спец обувью и другими средствами индивидуальной защиты в соответствии с утверждёнными нормами. Кроме того, рабочее место (эстакада) должно быть обеспечено фильтрующим противогазом на случай аварийной ситуации.

3. На рабочем месте должны быть предусмотрены первичные средства пожаротушения.

4. Эстакады, трубопроводы, сливо-наливные шланги с наконечниками должны быть заземлены. Резиновые шланги, имеющие металлический наконечник, которые предназначены для налива в автомобильные цистерны, заземляются проволокой, которая обвивается по шлангу снаружи или пропускается внутри, с ее припайкой первого конца к металлическим частям трубопровода, а другого - к наконечнику шланга. Металл, из которого изготовлены наконечники и проволока, не должен давать искр.

5. Стояки для налива автомобильных цистерн также должны иметь заземляющие устройства. Этими устройствами могут быть металлические

проводники, которые присоединяются к заземлителю.

6. Работы во взрывоопасных и пожароопасных местах производятся инструментом, который исключает искрообразование.

7. Освещение резервуаров и эстакад должно быть прожекторное [18].

Пониженная температура окружающей среды

При нормировании параметров климата выделяют холодный период года. Для проведения работ на открытом воздухе в холодное время года, а также в необогреваемых закрытых помещениях, в целях предупреждения несчастных случаев в ТФ ПАО НК «РуссНефть» устанавливаются минимальные значения температуры, при которых не могут производиться следующие работы:

1) ремонтные и строительно-монтажные работы:

ветра нет: - 36 °С; при скорости ветра до 5 м/с: -33 °С; от 5 до 8 м/с: - 31 °С; свыше 8 м/с: - 29 °С;

2) лесозаготовительные работы:

ветра нет: - 39 °С; при скорости ветра: до 5 м/с: - 38 °С; от 5 до 10 м/с: - 37 °С; свыше 10 м/с: -36 °С;

3) остальные виды работ:

ветра нет: - 37 °С; при скорости ветра до 5 м/с: - 36 °С; от 5 до 10 м/с: - 35 °С; свыше 10 м/с: - 33 °С.

При работах в необогреваемых закрытых помещениях работы прекращаются при температуре - 37 °С и ниже.

При температуре окружающего воздуха - 11 °С и ниже лица, работающие на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях, предоставляются перерывы для обогрева в специально отведенных помещениях.

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Главным источником формирования является скопление вредных и взрывопожароопасных веществ, при работе, которая связана с осмотром и ремонтом технологического оборудования, а также с установкой и снятием заглушек.

Аппараты и резервуары, которые подлежат вскрытию для осмотра и очистки, останавливаются, освобождаются от продукта, отключаются от действующей аппаратуры, их необходимо пропарить и проветрить. Продолжительность пропарки и необходимость промывки водой определяется для каждого случая в отдельности начальником цеха.

Трубопроводы, которые связаны с осматриваемыми аппаратами и резервуарами, должны быть отключены от них с помощью заглушек. В журнале установки и снятия заглушек фиксируются место, время установки и снятия заглушек.

Начальник установки или руководитель объекта непосредственно контролирует подготовку аппаратов к осмотру и работу по их очистке. Запрещено приступать к работам без разрешения руководителя объекта и наличия оформленного наряда-допуска. Лица, моложе 18 лет и женщины к работам по очистке резервуаров и других закрытых емкостей, в которых находится нефтепродукты, нефть, растворители и химические вещества не допускаются.

При выполнении работ внутри емкости аппарата необходима защита органов дыхания, для этого применяются шланговые противогазы. Перед входом в емкость рабочий надевает шланговый противогаз с подготовленной шлем-маской и отрегулированной подачей свежего воздуха. Лицо, ответственное за ведение работ, проверяет исправность противогаза. В случае, если внутри аппарата обеспечивается наличие кислорода концентрацией не менее 19% и вредных газов меньше предельно допустимого уровня, работа без шлангового

противогаза допускается.

При работе в аппарате, емкости или колодце рабочий надевает предохранительный пояс со специальными крестообразными лямками, к которому прикрепляются прочная сигнально-спасательная веревка.

Работы внутри аппарата, емкости или колодца должны производиться в составе не менее трех человек. В емкости разрешается работать только одному рабочему, но, если необходимо, в емкости могут находиться одновременно более двух человек, при этом следует разработать дополнительные меры безопасности с перечислением их в наряде-допуске.

Наблюдающие должны быть готовыми оказать рабочему, находящемуся в емкости, неотложную помощь, а также быть в таком же снаряжении.

Наблюдающие должны контролировать работу воздуходувки, которая подает воздух к шланговому противогазу рабочего, находящегося внутри аппарата.

При обнаружении неисправностей, таких как остановка воздуходувки, прокол шланга, обрыв спасательной веревки и др., а также при попытке работающего в аппарате снять шлем-маску противогаза, работа внутри немедленно приостанавливается, а рабочий извлекается из емкости.

Очистку резервуаров из-под нефтепродуктов необходимо производить с помощью деревянных лопат, щеток и других предметов из неискрящихся материалов. При очистке резервуаров и емкостей от нефти и нефтепродуктов рабочий должен быть в соответствующей спецодежде и защитном приспособлении, которые предусмотрены нормами безопасности.

Перед проведением работ по осмотру и очистке резервуаров и емкостей руководитель объекта инструктирует рабочих о правилах безопасности ведения работ внутри аппарата и методах оказания первой помощи. Состав бригады и отметка о прохождении инструктажа заносятся в наряд-допуск. [18,19,20]

Отсутствие или недостаток искусственного освещения

Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается.

Измерение освещенности внутри помещений (в том числе участков, отдельных рабочих мест, проходов и так далее) проводится при вводе сети освещения в эксплуатацию в соответствии с нормами освещенности, а также при изменении функционального назначения помещений.

Во всех производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках - аварийное или эвакуационное освещение.

Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника. Вместо устройства стационарного аварийного и эвакуационного освещения разрешается применение ручных светильников с аккумуляторами.

Выбор вида освещения участков, цехов и вспомогательных помещений опасных производственных объектов должен производиться с учетом максимального использования естественного освещения [21].

Нормы освещенности рабочих поверхностей при искусственном освещении основных производственных зданий и площадок в нефтяной промышленности приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Нормы освещенности

Наименование объекта	Разряд работ	Освещенность (лк) при общем освещении лампами накаливания
Насосные станции	VI	50
Компрессорные цеха газоперерабатывающих заводов	IV	75
Места замеров уровня нефти в резервуарных парках	IX	50
Устья нефтяных скважин, станки-качалки (при их обслуживании в темное время суток)	X	30
Места управления задвижками на территории резервуарных парков, групповых установок и т.п.	VIII	30
Территории резервуарных парков, групповых установок и т.п.	XIII	2
Нефтеналивные и сливные эстакады:		
на поверхности пола	X	30
на горловине цистерны	IX	50

5.2.2. Анализ выявленных опасных факторов

Электрический ток

Опасные и вредные последствия для человека от воздействия электрического тока, электрической дуги, электрического и магнитного полей, электростатического поля и ЭМИ проявляются в виде электротравм, механических повреждений и профессиональных заболеваний. Степень воздействия зависит от: рода и величины напряжения и тока, частоты электрического тока, пути тока через тело человека, продолжительности воздействия электрического тока или электрического и магнитного полей на организм человека, условий внешней среды.

Факторами опасного и вредного воздействия на человека, связанными с использованием электрической энергии, являются:

- протекание электрического тока через организм человека;
- воздействие электрической дуги;
- воздействие биологически активного электрического поля;
- воздействие биологически активного магнитного поля;
- воздействие электростатического поля;
- воздействие электромагнитного излучения (ЭМИ).

Поражение электрическим током

При работе с электрическим оборудованием персонал должен иметь при себе резиновый коврик (дорожку), изолирующую подставку, щитки, диэлектрические перчатки, калоши или боты.

При возникновении каких-либо неисправностей электроэнергетического оборудования, электрических сетей, а также при несоблюдении персоналом правил электробезопасности существует опасность поражения электрическим током обслуживающего персонала.

Электрооборудование должно иметь исправную взрывозащиту, проходить техническое обслуживание и текущие ремонты согласно графика ППР с записью в «Журнале осмотра взрывозащищенного оборудования», который храниться у мастеров цеха. В журнале указываются виды проведенных работ, с подписями их производивших.

Средства защиты хранятся в условиях, гарантирующих сохранность от химического и механического воздействия, солнечных лучей, холода и перепадов температур.

Средства защиты от поражения электрическим током:

- перчатки (защитные перчатки должны быть широкими и не менее 35 см в длину, чтобы их было удобно надевать поверх шерстяных перчаток, а сами они покрывали кисть и часть руки);

- обувь (галоши и ботинки предназначены для защиты от земного и шагового напряжений);
- подставки (подставки делают из стекла, фарфора или металла, металл нельзя использовать для соединения, минимальный размер – 0,75×0,75м);
- указатели (для проверки техники с рабочим напряжением менее 500 Вольт);
- щиты (щиты для временных ограждений электрических установок делают из промасленного дерева или текстолита) [22].

Статическое электричество

Статическое электричество - это заряды, которые возникают от трения при движении по трубопроводам нефтепродуктов и при сливно-наливных операциях, заполнении и опорожнении резервуаров, электризации ременных передач и потоков сжатых газов. В случае, если заряженное тело было заземлено, через некоторое время заряды уйдут в землю. Для хорошопроводящих тел заземление обеспечивает более быстрый отход зарядов в землю, а для слабо проводящих – отход зарядов возможен только в течение длительного времени, поэтому помимо заземления оборудования необходимо бороться со скоплением зарядов.

Все заземляющие устройства, которые обеспечивают защиту от опасных проявлений зарядов статического электричества, должны объединяться со спец. устройствами заземления другого назначения или использовать естественные заземлители. Сопротивление заземляющего устройства, предназначенного для стекания электрических зарядов, не должно превышать 10 Ом.

В процессе эксплуатации возможны случайные обрывы и другие повреждения цепей заземления, поэтому используются только механически прочные токоотводы.

На взрывоопасных объектах нефтяной и газовой промышленности определение степени электризации нефтепродуктов проводится с помощью

измерительных приборов со взрывозащищенными свойствами.

Технологическое оборудование, которое содержит электропроводящие части, заземляется независимо от того, применяются ли другие меры защиты от статического электричества.

Электропроводное неметаллическое и металлическое оборудование, трубопроводы должны представлять собой непрерывную электрическую цепь на всем протяжении, присоединенную к контуру заземления в пределах взрывоопасной зоны не менее, чем в двух точках.

Резервуары и емкости объемом более 50 м³ должны быть присоединены к заземлителям с помощью двух или более заземляющих проводов в направлении, расположенном диаметрально.

Присоединению к контуру заземления подлежат все аппараты и емкости, где возможно образование зарядов статического электричества. Присоединяются они при помощи отдельного ответвления и независимо от заземления соединенных с ними коммуникаций и конструкций.

5.3 Экологическая безопасность

В настоящее время принципиальным условием возможности осуществления процесса подготовки нефти и газа, является обязательная разработка и осуществление мероприятий, направленных на охрану окружающей среды от загрязнения и создания современных технологических процессов, направленных на снижение воздействия на окружающую среду.

При эксплуатации сооружений установки подготовки нефти (УПН) образуются жидкие и твердые отходы производства 1-4 класса опасности для окружающей среды.

Технологические отходы

Основным технологическим отходом по УПН является нефтешлам от зачистки дренажных емкостей, резервуаров, сепараторов. Нефтешлам является смесью твердых парафиновых углеводородов, смол, минеральных солей и механических частиц, имеет пастообразное состояние. Относится к 3 классу опасности для окружающей среды.

Выбросы в атмосферу

При эксплуатации объекта осуществляется загрязнение атмосферного воздуха выбросами от оборудования.

Источниками выделения загрязняющих веществ в атмосферу на УПН являются:

- сепараторы;
- подогреватели нефти;
- насосы;
- дренажные емкости;
- РВС сырой и товарной нефти;
- емкости сбора конденсата;
- Факельная установка;
- блоки дозирования химреагентов;
- не плотности фланцевых соединений и ЗРА оборудования и трубопроводов.

При эксплуатации вышеперечисленного оборудования в атмосферу выделяются загрязняющие вещества. Качественный и количественный состав выбросов загрязняющих веществ в атмосферу представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Выбросы в атмосферу

№	Наименование выброса	Количество образования выбросов	Условие (метод) ликвидации, обезвреживания, утилизации	Периодичность выбросов	Установленная норма содержания загрязнений в выбросах, мг/м ³
1	Углеводороды предельные C ₁ -C ₅	916.002	-	Постоянно при работе оборудования	ОБУВ – 50,0
2	Углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	253.947	-		ОБУВ – 30,0
3	Бензол	3.262	-		ПДК _{м.р.} 0,300
4	Ксилол	1.566	-		ПДК _{м.р.} 0,200
5	Толуол	2.193	-		ПДК _{м.р.} 0,600
6	Спирт метиловый	0.1879	-		ПДК _{м.р.} 1 ПДК _{с.с.} 0,5
7	Азота диоксид	20.1424	-		ПДК _{м.р.} 0,2
8	Азот оксид	3.0176	-		ПДК _{м.р.} 0.4
9	Углерода оксид	2160.35	-		ПДК _{м.р.} 5,0
10	Метан	573.134	-		ОБУВ – 50,0
11	Бенз[а]пирен	0.0000007	-		ПДК _{с.с.} 0,000001
12	Сажа	258.752	-		ПДК _{м.р.} 0.15
13	Масло минеральное	0.3167566	-		ОБУВ - 0.05

Технологические сбросы

Основным технологическим сбросом на УПН является пластовая (подтоварная вода). Характеристика сточных вод от объекта представлена в таблице 14.

Таблица 14 – Характеристика сбросов

№ п\п	Наименование стока	Условие (метод) ликвидации, обезвреживания, утилизации	Периодичность	Установленная норма содержания загрязнений в стоках
1	Производственно-дождевые стоки Дренажные емкости	Отвод в существующую сеть производственно-дождевой канализации, в технологический РВС, затем в систему ППД.	Периодически. По мере наполнения дренажных емкостей	Нефтепродукты - 80-100мг/л Взвешенные вещества 100мг/л
2	Пластовая (подтоварная вода)	Подача на КПП№2 для поддержания пластового давления	Постоянно	
3	Хозяйственно-бытовые стоки	Сброс в канализационную ёмкость с последующей откачкой ассенизационной машиной и вывоз на канализационные очистные сооружения	Периодически. По мере наполнения емкостей	-

Для приёма и отвода дождевых и талых вод с территории кустовых площадок и разведочных скважин проектной документацией предусмотрена производственно-дождевой канализации. Дождевая канализация запроектирована с целью исключения подтопления территории площадок и возможного загрязнения почвы. Для предотвращения попадания нефтепродуктов в почву все технологические площадки забетонированы и ограждены по периметру сплошным бортом высотой не менее 0,15 м.

Основные технологические мероприятия по охране атмосферы

На охрану воздушного бассейна направлены следующие технологические мероприятия:

- сброс углеводородных газов от предохранительных клапанов, газов отдува, при освобождении оборудования для ремонта и в аварийных случаях производится в факельную систему;

- оборудование насосов системами сигнализации и блокировок, останавливающих агрегаты при нарушении технологических параметров и пропусках через уплотнения,

- периодическая очистка внутренней поверхности нефтегазопроводов определённого нормативами диаметра пропуском пробок полимерно-гелевых композиций с целью удаления парафина, песка и различных механических примесей, и снижения скорости внутренней коррозии;

- применение арматуры с классом герметичности «А» для полной герметизации на продуктовых линиях;

- герметизация и максимальное уплотнение стыков и соединений в технологическом оборудовании.

- теплоизоляция РВС и антикоррозионное покрытие его наружных и внутренних поверхностей;

- контроль наличия паров углеводородов в атмосфере наружной установки и взрывоопасных помещениях осуществляется датчиками до взрывоопасных концентраций типа СГГ-20Н, которые устанавливаются в местах возможного возникновения утечек. [3]

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Работа УПН останавливается по плану ликвидации аварии в случаях: прекращение подачи электроэнергии, пожар, разрушение коммуникаций и аппаратов, а также при возникновении аварии на соседнем объекте, если это

представляет угрозу для данной УПН.

Основные виды аварийного состояния производства и способы их ликвидации представлены ниже:

1. Ухудшение качества нефти, высокое содержание воды на выходе О-1.

Причинами возникновения данного аварийного состояния можно считать: низкий расход деэмульгатора, низкая температура, увеличение содержания воды после сепаратора. Для устранения необходимо: Проверить работу насосов -дозаторов БДР, в случае неисправности работающего перейти на резервный, увеличить подачу реагента, проверить наличие реагента в расходной емкости, увеличить давление газа на горелки, отрегулировать работу горелки, проверить уровень раздела фаз в О-1 при необходимости - увеличить отвод воды из аппаратов.

2. Черный дым из дымовой трубы П-1.

Возникает из-за прогара змеевика подогревателя нефти П-1, попадания нефти в толку. Для устранения аварийной ситуации необходимо остановить аппарат, отсечь вход и выход нефти, вывести подогреватель нефти в ремонт.

3. Увеличение содержания нефтепродуктов в подтоварной воде.

Низкий уровень раздела фаз в сепараторах НГСВ-1,2, отстойнике О-1 приводит к увеличению содержания нефтепродуктов в подтоварной воде. Действия персонала при этом следующие: поднять уровень раздела фаз в соответствии с НТР, проверить работу регулятора уровня в сепараторах НГСВ-1,2 и отстойнике О-1.

4. Унос нефти в факельный коллектор и на факел высокого и низкого давления.

Причины возникновения: превышение уровня нефти в сепараторах НГСВ-1,2 и КСУ-1,2, низкий уровень нефти в сепараторах НГСВ-1,2, унос капель жидкости с газом. Устранение при помощи следующих действий: отрегулировать уровень нефти в сепараторах в соответствии с НТР, проверить работу регуляторов давления в сепараторах, отрегулировать уровень нефти в

сепараторах в соответствии с НТР.

5. Насос не подает жидкость.

Причиной этому является то, что засасывается воздух через неплотности в соединениях всасывающего трубопровода, запорной арматуры. При этом необходимо перейти на работу резервного насоса и осмотреть все соединения, и при необходимости подтянуть их.

6. Насос не развивает напор.

Причина возникновения аварийного состояния: зазор по уплотнениям рабочей камеры превышает доп. значения, электродвигатель не набирает нужной частоты вращения из-за снижения электрического напряжения. Для устранения аварийного состояния персонал должен выполнить следующие действия: Разобрать насос и заменить изношенные детали, определить причину понижения напряжения, перейти на работу резервного насоса.

7. Повышенная вибрация насоса.

Причина - неправильная центровка электродвигателя с насосом. Необходимо отцентрировать насос.

8. Большая потребляемая мощность (большой нагрев электродвигателя).

Возникает из-за износа колец гидравлической пяты, смещения ротора в сторону. Необходимо устранить неисправности согласно инструкции по эксплуатации и уходу.

Пожаровзрывоопасность

Правильное и своевременное принятие мер по ликвидации малых очагов пожаров зависит от знания работниками правил и инструкций пожарной безопасности, от быстроты правильных действий, а это возможно при хорошем знании всей обстановки на рабочем месте. Промедление здесь недопустимо, т. к. малый очаг пожара может перерасти в большой, что повлечет за собой порчу технологического оборудования, зданий, сооружений и другие тяжелые последствия.

Ответственность за пожарную безопасность цехов, участков, лабораторий, складов, мастерских несут руководители объектов или лица исполняющие их обязанности, которые назначаются приказом руководителя предприятия. Табличка с указанием фамилии, имени, отчества и должности ответственного за пожарную безопасность должна быть вывешена на каждом объекте на видном месте.

На случай возникновения пожара в помещениях должна быть обеспечена возможность безопасной эвакуации людей.

Территория производственных объектов добычи нефти и газа, установок для сбора, хранения, транспортирования нефти и газа, а также оборудование и производственные помещения должны постоянно содержаться в порядке. Не допускается загроможденность территории производства, помещений и оборудования, загрязнение легковоспламеняющимися и горючими жидкостями, отходами производства и мусором. Сжигаемые отходы производства, мусор и сухая трава уничтожаются в безопасных местах.

Согласно проекту и технологическому регламенту производственные помещения должны обеспечиваться необходимыми системами автоматической защиты, контроля и регулирования пожароопасных параметров, таких как температура, давление, уровень жидкости.

В производственных и рабочих зонах наружных установок для контроля за содержанием взрывоопасных концентраций паров и газов должны быть установлены автоматические сигнализаторы, заблокированные с аварийной вентиляцией и снабженные устройствами для подачи звукового и светового сигналов.

Система сигнализации выдает предупреждающий сигнал при концентрации нефтяных паров и газов, превышающей 20% ее нижнего предела.

Установленные резервуары, емкости и аппараты должны иметь заземлители или присоединяться с помощью отдельного ответвления к общей заземляющей магистрали сооружения. Не допускается последовательное

включение в заземляющую шину (провод) нескольких заземляющих аппаратов или трубопроводов.

Водопроводная сеть, устанавливаемая на пожарном оборудовании, должна обеспечивать для целей пожаротушения требуемый напор и пропускать расчетное количество воды. При наличии на территории предприятия или вблизи него естественных водных источников (рек, озер, прудов) в любое время года к ним должны быть устроены удобные подъезды для установки пожарных автомобилей и забора воды.

Предприятия (объекты) нефтяной промышленности должны быть оборудованы автоматическими и неавтоматическими стационарными установками пожаротушения.

В резервуарных парках и на объектах сбора, подготовки и транспорта нефти опорные пункты переносных установок и средств пенного тушения должны быть созданы из расчета: один опорный пункт на площади объекта не более 150 га, который создается независимо от наличия стационарных систем пожаротушения на объектах.

В случае возникновения возгораний нефть тушится огнетушителем таким образом, что горящая поверхность покрывается огнетушащим составом от краев к центру по окружности. При тушении песком нужно засыпать горящую поверхность, уменьшая площадь горения, по окружности. Необходимо помнить, что применять воду для тушения электрических проводов и оборудования запрещается. Если пожар возник сразу в нескольких аппаратах, нужно приступать в первую очередь к тушению аппарата, расположенного с наветренной стороны по отношению к другому горящему оборудованию. [1,3]

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе рассмотрены характеристики объекта, геологическая и геолого-промысловая характеристика. Описана характеристика исследуемого объекта. Отображены физико-химические свойства пластовой и разгазированной нефти. Так же физико-химические показатели товарной нефти.

Перечислены причины образования нефтяных эмульсий, изучен процесс их формирования, их свойства и факторы устойчивости.

Рассмотрены причины образования эмульсий. Рассмотрены основные методы разрушения эмульсий, такие как: гравитационный отстой нефти, центрифугирование, фильтрация, электрообработка, термохимические методы и их комбинации.

Описана технология подготовки нефти на УПН Федюшкинском месторождения и методы борьбы с эмульсиями.

Доказана и экономическая эффективность использования, выбранного деэмульгатора. Годовая стоимость ТХП Demulex марки А составила 5446580 рублей. Срок окупаемости составил 9,2 месяцев.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Общие сведения о Ф. месторождении и участке недр, предоставленном в пользование: дополнение к технологической схеме разработки Ф. месторождения. – Томск, 2015.
2. Геолого-физическая характеристика Ф. месторождения: дополнение к технологической схеме разработки Ф. месторождения. – Томск, 2015.
3. Пункт подготовки и сбора нефти (месторождение «Ф-е») ООО "Т": технологический регламент – Томск, 2017.
4. Левченко Д.Н. Эмульсии нефти с водой и методы их разрушения - М.: Химия, 1967. - 200 с.
5. Гуреев А.А., Абызгильдин А.Ю., Капустин В.М., Зацепин В.В. Разделение водонефтяных эмульсий: Учебное пособие - М: ГУП Изд-во "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. - 95 с.
6. Ишмурзин А.А., Храмов Р.А. Процессы и оборудование системы сбора и подготовки нефти, газа и воды - Уфа: УГНТУ, 2003. - 144 с.
7. Студопедия: официальный сайт. Понятие о нефтяных эмульсиях.
URL: https://studopedia.ru/11_22530_ponyatiya-o-neftyanih-emulsiyah.html
(дата обращения: 18.06.2023). -Текст электронный.
8. helpiks.org : Хелпикс.Орг. сайт. - 2014-2023 год. URL: <https://helpiks.org/7-61113.html> (дата обращения 18.06.2023). –Текст электронный.
9. Studfile.net : Файловый архив студентов. Сайт. URL: <https://studfile.net/preview/10018435/page:5/> (дата обращения 18.06.2023). Текст электронный.
10. Studfile.net : Файловый архив студентов. Сайт. URL: <https://studfile.net/preview/10018422/page:20/> (дата обращения 18.06.2023). Текст электронный.
11. Каштанов А. А., Жуков С. С. Оператор обезвоживающей и обессоливающей установки: Учебное пособие — М.: Недра, 1985. 292 с.

12. Каспарьянц К.С. Промысловая подготовка нефти и газа. – М.: Недра, 1972. – 376 с.
13. Первичная подготовка нефти: Новосибирск, 2012 Сайт. URL: http://krebssd.narod.ru/Dehydration/Dehydration_electric.html (дата обращения 18.06.2023). Текст электронный.
14. И.Ш. Хуснутдинов, Р.Р. Заббаров, А.Г. Ханова, В.Ф. Николаев, Г.Ш. Скворцова Технологии переработки высокоустойчивых водоуглеводородных эмульсий: монография: монография – М-во образ. и науки России, Казан. нац. исслед. технол. ун-т, Инст-т орг. и физ. химии им.А.Е. Арбузова. – Казань: Изд-во КНИТУ, 2012. – 180 с.
15. ООО «Компания топливный регион», 2007-2023. Сайт. URL: <https://www.topreg.ru/stati-i-obzori/neobchodimost-ispolzovaniya-deemulgatorov> (дата обращения 18.06.2023). Текст электронный.
16. Добыча нефти и газа. Информационный нефтегазовый портал. 13.03.2012 Сайт. URL: <https://oilloom.ru/dobycha-i-promyslovaya-podgotovka-nefti/deemulgatory-primenyaemye-dlya-razrusheniya-neftyanykh-emulsij/> (дата обращения 18.06.2023). Текст электронный.
17. Российская Федерация. Законы. Трудовой кодекс Российской Федерации. от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 13.06.2023, с изм. от 15.06.2023). (Актуальное законодательство). Текст непосредственный.
18. Инструкция по охране труда при сливе и наливке нефти и нефтепродуктов в резервуары (РГС и РВС) СВ-17 – Томск, 2011. – 4 с.
19. Инструкция о мерах пожарной безопасности на объектах ООО «Т» ИПБ-10-11 – Томск, 2011. – 9с. Текст непосредственный.
20. Инструкция по охране труда при проведении работ в замкнутом пространстве аппаратов и резервуаров СВ-38 – Томск, 2010. 10 с.
21. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация = Occupational safety standards system. Dangerous and harmful working factors. Classification /РАЗРАБОТАН Обществом с ограниченной

ответственностью "Экожилсервис", ФГБОУ ВПО "Пермский национальный исследовательский политехнический университет".

22. Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н (ред. от 29.04.2022) "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957).