

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Повышение эффективности технологии подготовки нефти на х нефтяном месторождении (Томская область)

УДК : 622.276.8(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г2	Ганеев Артем Фанирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ОНД ИШПР	Чеканцева Лилия Васильевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН ШБИП	Гасанов Магеррам Али оглы	Д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ООТД ШБИП	Авдеева Ирина Ивановна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ОНД ИШПР	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2022 г.

Результаты освоения ООП

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

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Ю.А Максимова
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7Г2	Ганеев Артем Фанирович

Тема работы:

Повышение эффективности технологии подготовки нефти на х нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.04.2022 118-10/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, фондовая и научная литература, патенты, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1 Процесс подготовки сырой нефти 2 Общая характеристика объекта 3 Повышение эффективности технологии подготовки нефти на малореченском месторождении 4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Процесс подготовки сырой нефти	Старший преподаватель Чеканцева Лилия Васильевна
Общая характеристика объекта	Старший преподаватель Чеканцева Лилия Васильевна
Повышение эффективности технологии подготовки нефти на малореченском нефтяном месторождении	Старший преподаватель Чеканцева Лилия Васильевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор Гасанов Магеррам Али оглы
Социальная ответственность	Старший преподаватель Авдеева Ирина Ивановна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Процесс подготовки сырой нефти	
Общая характеристика объекта	
Повышение эффективности технологии подготовки нефти на малореченском нефтяном месторождении	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

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

Задание выдал руководитель / консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г2	Ганеев Артем Фанирович		

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Уровень образования: высшее

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Период выполнения: весенний семестр 2021 /2022 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
22.03.2022	Процесс подготовки сырой нефти	20
12.04.2022	Общая характеристика объекта	20
05.05.2022	Повышение эффективности технологии подготовки нефти на малореченском нефтяном месторождении	20
11.05.2022	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
17.05.2022	Социальная ответственность	20

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа 81 страниц, в том числе 22 рисунков, 12 таблиц. Список литературы включает 25 источников.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, ингибитор эмульсия, стабилизатор, обезвоживание, подготовка, сбор, деэмульгатор, дозировка.

Целью данной работы является оценка эффективности технологии подготовки нефти на х нефтяном месторождении.

Объектом исследования является установка подготовки нефти Малореченского нефтяного месторождения.

Изучены причины образования устойчивых водонефтяных эмульсий, физико-химические свойства эмульсий, деэмульгаторы для разрушения водонефтяных эмульсий, и методика подбора деэмульгаторов.

В работе предложено использование компрессора роторнопластинчатого типа для установки улавливания легких фракций; для сокращения потери легких фракций углеводородов из резервуаров рассматриваемых месторождений

Были проведены лабораторные испытания по подбору эффективных деэмульгаторов для обезвоживания водонефтяных эмульсий, получен экспериментальный реагент-деэмульгатор комплексного действия и изучены его основные характеристики, у которого защитный эффект достигает до 86% при концентрации деэмульгатора 2%. В результате исследования было установлено, что наиболее эффективным деэмульгатором для подготовки водонефтяной эмульсии х, х и х месторождений является деэмульгатор Dissolvant 4411, он обеспечивает более глубокое обезвоживание и меньшее содержание неразрушенной эмульсии в обработанной нефти в сравнении с базовым реагентами ДИН-2Д и ДИН-2Д.

Abstract

Final qualifying work 81 pages, including 22 figures, 12 tables. The list of references includes 25 sources.

Key words: oil, gas, field, emulsion inhibitor, stabilizer, dehydration, preparation, collection, demulsifier, dosage.

The purpose of this work is to evaluate the effectiveness of oil treatment technology at the x oil field.

The object of study is the xoil field.

The reasons for the formation of stable water-oil emulsions, the physicochemical properties of emulsions, demulsifiers for the destruction of water-oil emulsions, and the method of selecting demulsifiers were studied.

The paper proposes the use of a rotary vane type compressor for a light fractions recovery unit; to reduce the loss of light fractions of hydrocarbons from the reservoirs of the considered fields

Laboratory tests were carried out on the selection of effective demulsifiers for dehydration of water-oil emulsions, an experimental reagent-demulsifier of complex action was obtained and its main characteristics were studied, in which the protective effect reaches up to 86% at a demulsifier concentration of 2%. As a result of the study, it was found that the most effective demulsifier for the preparation of water-oil emulsions of the x, x and x fields is the Dissolvan 4411 demulsifier, which provides deeper dehydration and a lower content of unbroken emulsion in the treated oil in comparison with the base reagents KHIMTEHNO-505 and DIN-2D .

Обозначения, определения и сокращения

ППД - поддержание пластового давления

ДНС - дожимная насосная станция

УПСВ - установки предварительного сброса воды

ВНЭ - водно-нефтяные эмульсии

УПН - установка подготовки нефти

ПНГ - попутный нефтяной газ

УВ - углеводороды

АСВ - асфальто-смолистых веществ

ЭЛОУ - электрообессоливающая и обезвоживающая установка

ЦППН - цех подготовки и перекачки нефти

УСТН - установка трубная сепарационная трубная наклонная

УУЛФ - установка улавливания легких фракций

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	11
1 ПРОЦЕСС ПОДГОТОВКИ СЫРОЙ НЕФТИ	13
1.1 Основы подготовки нефти	13
1.2 Условия и причины образования устойчивых водонефтяных эмульсий	20
1.3 Физико-химические свойства эмульсий	23
1.4 Способы обезвоживания нефти	24
1.5 Деэмульгаторы для разрушения водонефтяных эмульсий	26
1.6 Типы потерь нефти в процессе подготовки нефти и методы их сокращения	29
2 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА	31
2.1 Общая характеристика производственного объекта	31
2.2 Характеристика исходного сырья, материалов, реагентов, изготавливаемой продукции	36
2.3 Описание технологического процесса и технологической схемы производственного объекта	38
3 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА x НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	41
3.1 Внедрение установки улавливания легких фракций УУЛФ	41
3.2 Применение новых деэмульгаторов на x месторождении	46
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	52
4.1 Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения проектной работы с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	52
4.1.1 Технико-экономическое обоснование проекта	52
4.1.2 Анализ конкурентных технических решений	53
4.2 План-график реализации проекта	55
4.3 Расчет сметы затрат на закачку вспененной композиции	56

4.3.1 Расходы на оплату труда и отчисления во внебюджетные фонды	56
4.3.2 Расчет затрат на вспомогательные материалы	57
4.3.3 Расчет затрат на технологические операции	57
4.4 Расчет экономического эффекта от применения комплексного состава для защиты от коррозии и деэмульсации нефти	58
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	62
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	62
5.2 Производственная безопасность	63
5.3 Экологическая безопасность	70
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	73
Заключение	77
Список используемых источников	79

Введение

На эффективность процесса подготовки нефти существенное влияние оказывает образование промежуточного эмульсионного слоя в технологическом оборудовании. Изменение свойств и накопление промежуточного слоя может существенно ухудшать процессы обезвоживания, особенно при подготовке скважинной продукции с высокой концентрацией стабилизаторов эмульсии.

Повышение устойчивости эмульсий промежуточных слоев провоцирует технологические срывы на объектах подготовки нефти за счет ухудшения процесса коалесценции капель воды и снижения скорости их выделения в отдельную фазу. Для восстановления работоспособности системы, как правило, предусматривают периодические мероприятия по удалению промежуточного слоя совместно с пластовой водой или без нее из технологического оборудования, а выделенный промежуточный слой через стадию отстоя или напрямую направляется в сырьевой поток, что может приводить к его накоплению и ухудшению процесса деэмульсации нефти.

Для повышения процесса деэмульсации нефти на х месторождении рекомендуется применение новых деэмульгаторов, такие как Dissolvan 4411, который имеет самое низкое остаточное содержание воды в нефти, особенно в оставшейся неразрушенной форме эмульсии.

Фактическая производительность УПН х месторождения по жидкости 4600м³ /сут, по нефти 1100 тонн/сут. Подсчеты показывают, что потери нефти при ее поступлении к потребителю примерно составляют около 10% от годовой добычи. Для улучшения экономических показателей производства возникает необходимость сокращения потерь нефтепродуктов при хранении. Таким образом в результате испарения из нефти уходит наиболее легкие компоненты, которые являются ценнейшим сырьём для нефтехимической промышленности. Для сокращения числа потерь углеводородов на месторождении предложено использовать установку улавливания легких фракций (УУЛФ).

Объектом исследования является установка подготовки нефти х нефтяного месторождения.

Предметом исследования является технология подготовки нефти.

Целью данной работы является оценка эффективности технологии подготовки нефти на х нефтяном месторождении.

Для достижения цели решены следующие задачи:

1. Проанализировать основы подготовки нефти;
2. Рассмотреть условия и причины образования устойчивых водонефтяных эмульсий;
3. Проанализировать основные способы эмульгирования нефти;
4. Рассмотреть технологический процесс и технологическую схему производственного объекта;
5. Дать рекомендации по повышению эффективности подготовки нефти на х нефтяном месторождении.

Научной новизной работы является исследование эффективности базовых деэмульгаторов на х месторождении и предложение эффективных деэмульгаторов по сравнению с базовыми, предложение технологии сокращения потерь углеводородов на месторождении.

1 ПРОЦЕСС ПОДГОТОВКИ СЫРОЙ НЕФТИ

С возрастом нефтяные скважины с каждым годом все больше обводняются, а поддерживать первую группу качества нефти все сложнее, в аппаратах начинает скапливаться не разрушающаяся эмульсия. А вместе с водой стало все больше поступать хлористых солей и механических примесей с фонда (частицы глины, песка, металлов и известняка), асфальтенов и смолистых веществ, которые являются природными эмульгаторами, наряду с высокой обводненностью приводит к образованию особо стойких (бронируемых) эмульсий, которые трудно поддаются разделению, которые скапливаются по всем аппаратам и не дают отработать межфазной пленке.

Эмульсией называют дисперсную систему, состоящую из двух (или более) взаимно нерастворимых или малорастворимых жидкостей, одна из которых в виде капель диаметром около 0,1 мкм распределена в другой.

1.1 Основы подготовки нефти

Продукция скважин представляет собой сложные смеси различных соединений углеводородов и углерода. Все они имеют различные плотности, давления насыщенного пара и другие физические характеристики. Когда пластовые флюиды покидают нефтяную залежь, где они находились под высоким давлением и при высокой температуре, происходит снижение давления и температуры.

Товарная нефть не может содержать более 1 % воды и механической примесей, а газ обычно не должен содержать свободной жидкости. Кроме того, при наличии другой фазы приборы для измерения расхода жидкости и газа дают очень неточные показания [1]. Нефть, добываемая из скважин в своем составе содержит пластовую воду, с растворенными в ней солями, газы органического (от CH_4 до C_4H_{10}), и неорганического (H_2S , CO_2) происхождения, попутный (нефтяной) газ, кроме того неорганические примеси, твердые частицы механических примесей. Такую нефть называю «сырой».

К основным процессам промышленной подготовки относятся:

- сепарация (разгазирование) для выделения растворенных газов для систем «Ж–Г», или наоборот – отделения частиц жидкости от газового потока для систем «Г–Ж»;
- отстаивания (осаждение) под действием гравитационных сил за счет разности плотностей компонентов насосных станций (НС) [2].

Механизм работы УКПН: только, что добытая нефть из резервуаров ЦСП перекачивается насосом сквозь теплообменник затем направляется в отстойник непрерывного действия. Присутствующая в составе нефти вода, насыщенная твёрдыми частицами минерализованной воды перемещается вниз устройства и перекачивается для обратной перекачки в пласт. А в нефтяной остаток закачивают пресную воду, с целью дальнейшего более тщательного очищения остатков вышеуказанной воды от твердых включений.

Далее в дегидраторе с электрическим приводом вода полностью отделяется от нефти, и обезвоженная нефть по теплообменнику направляется в колонну для стабилизации. В процессе прокачки нефти из низа колонны сквозь печь насосом, она нагревается свыше 200 °С.

Нетяжелые фракции нефти устремляются вверх колонны и оттуда направляются в конденсатор-холодильник. Там фракции типа пентан и пропан-бутан переходят в жидкое состояние (широкая фракция), а другие газовые компоненты откачиваются для применения в топливной промышленности. Полученная фракция откачивается насосным оборудованием для последующего разделения смеси на отдельные компоненты и применяется для ирригации в колонне. Нефть с постоянным химсоставом из нижней части колонны насосным оборудованием перемещается в емкости товарного парка. Проходя все эти этапы, горячая стабильная нефть остывает, а сырая нефть в теплообменниках 2, 5 нагревается.

Из товарного парка нефть поступает по магистральным трубопроводам на головную насосную станцию магистрального нефтепровода.

Подготовка газа охватывает следующие основные технологические процессы: Отделившийся от нефти газ «осушивают», т.е. извлекают из него излишнюю влагу, которая может негативно влиять на его качество путем образования твердых соединений и пробок изо льда при перемещении газа в магистральных газопроводах.

Затем газ очищают от кордита и углекислоты, так как они могут вызвать коррозию оборудования для подготовки и особенно трубопроводов. Также это необходимо для доведения химсостава газа до требований действующей нормативной документации.

На последнем этапе от газа извлекают тяжелые углеводородные фракции и легкие – пентановые и пропан-бутановые. Этот процесс нужен для предотвращения образования пробок из жидкостей в магистральных трубопроводах и называется отбензиниванием.

Технология и техника сепарации нефти основывается на многоступенчатом методе, при котором выделение газа происходит следующим образом: на первой ступени выделяются легкие углеводороды (метан и этан), на следующих - более тяжелые фракции. Каждая ступень характеризуется понижением давлением с 0,6 МПа до атмосферного в концевых сепараторах. Количество дегазированной нефти напрямую зависит от количества ступеней: чем их больше, тем увеличивается объем очищенной нефти (рисунок 1.1).

Отделение нефти от попутного газа при регулировании температуры и давления называется сепарацией. Подбирая правильно температуру и давление, можно добиться эффективного отделения газа от нефти [3]. Сепарация газа на промыслах осуществляется при подготовке нефти на УПН, раннее отделение также имеет место, но как правило, этого не происходит [3]. Раннее отделение газа от нефти необходимо на случай использования его на отдаленных кустовых площадках, куда подвод таких ресурсообеспечивающих элементов как электричество, носит экономически невыгодный характер. При этом сепарация протекает по двум возможным сценариям: газ отделяется полностью и жидкость транспортируется благодаря насосно- компрессорному оборудованию, газ

отбирается частично и жидкость транспортируется под давлением остаточного газа.

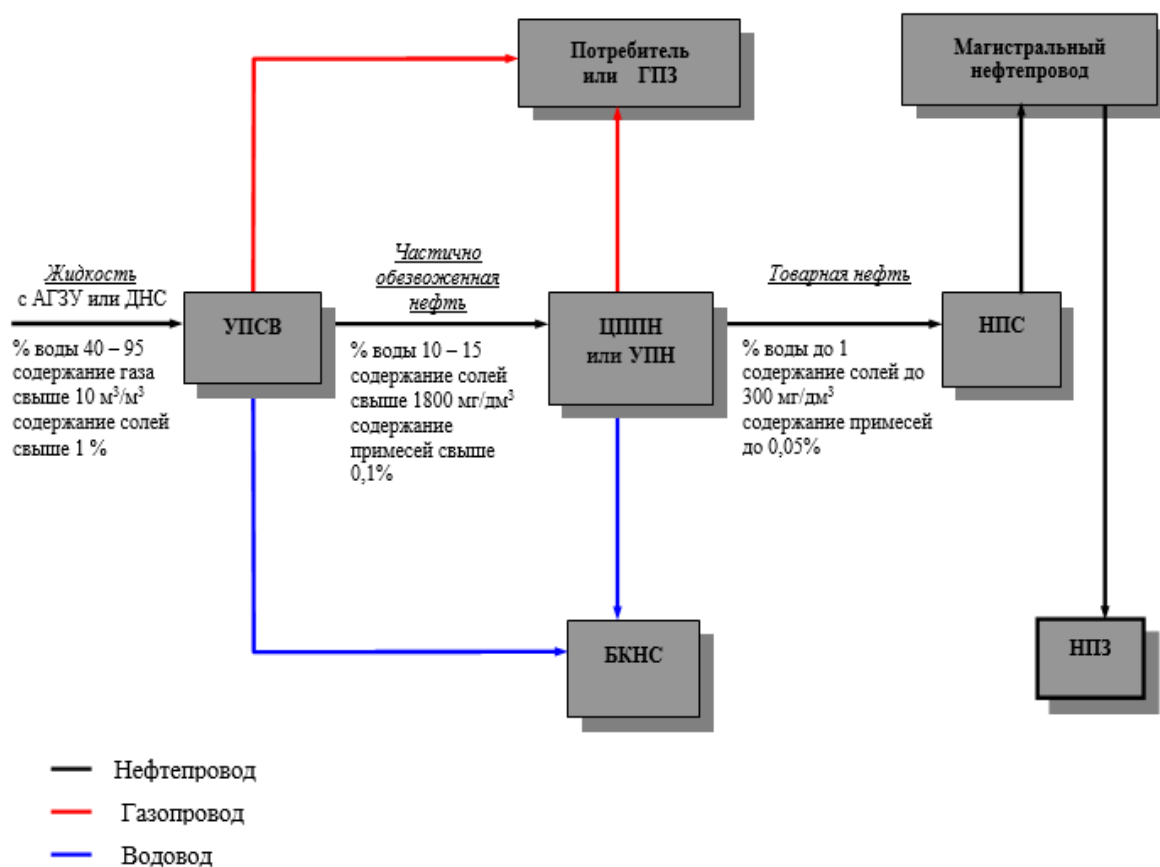


Рисунок 1.1 – Технология и техника сепарации нефти

Принцип работы сепаратора базируется на действии центробежной силы, разделяющей жидкость на твердую и жидкую фазу. По основной трубе суспензия попадает в верхнюю часть барабана, где очищается от тяжелых элементов, оттуда вытесняется в каналы тарелкодержателя, а после – в сепарационную камеру (рисунок 1.2).

Вне зависимости от типа в сепараторах выделяются три секции (четыре, если предусмотрен сброс воды), в каждой из которой происходит процесс сепарации при постепенном понижении давления и повышении температуры. Оптимальный температурный режим для сепарации составляет от -10°C до $+10^{\circ}\text{C}$. Сначала сырая нефть попадает в основную сепарационную секцию, где осуществляется интенсивная сепарация основного объема газа под действием гравитационной и центробежной силы.

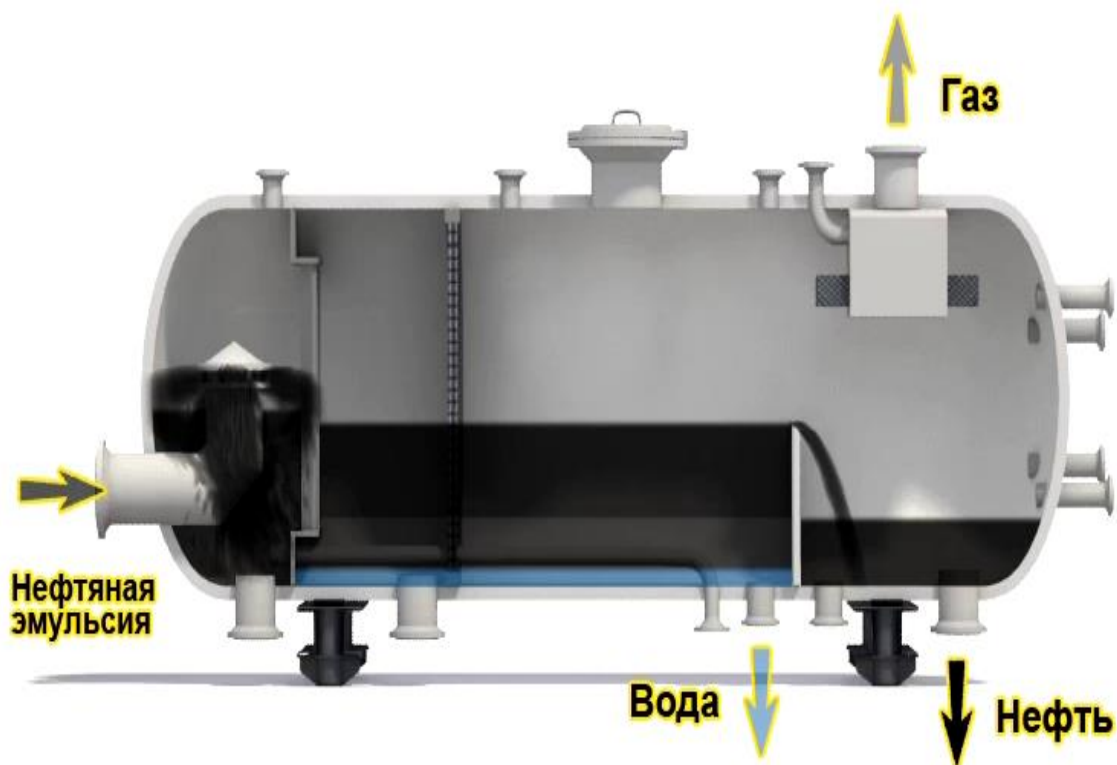


Рисунок 1.2 – принцип работы сепаратора

Принцип сепарации нефти заключается в многоступенчатом методе, в процессе которого отделение газа осуществляется так: на начальной ступени отделяются нетяжёлые углеводороды (метан и этан), уже затем – более весомые фракции. Любая ступень сопровождается уменьшением давления в конечных сепараторах с 0,6 Мпа до атмосферного.

Количество ступеней сепарации прямо пропорционально выходу дегазированной нефти из аналогичного объема пластовой воды. Но при этом возрастают расходы на сепарационное оборудование. Поэтому количество ступеней сепарации как правило не превышает 2-3 [4].

Сам сепаратор и его внутреннюю конструкцию выбирают исходя из требований к инвестиционной нагрузке инфраструктурных составляющих, необходимой мощности (производительности), физико-химических свойств сырья и т.д.

Вертикальный сепаратор функционирует так: под давлением углеводороды двигаются в сепаратор сквозь специальное отверстие по отрезку трубы в раздаточный коллектор, имеющий узкий выход. Затем в работу вступает

регулятор давления и в устройстве формируется нужное давление, небольшое сравнительно ко первоначальному давлению газожидкостной смеси. Вследствие уменьшения давления из смеси из сепаратора выделяется растворенный газ [5].

Так как сама операция не отличается своей быстротой, то период нахождения веществ в сепараторе стараются расширить благодаря установке наклонных полок, по которым она перемещается в низ устройства, а газ в результате устремляется выше. Газонефтяная субстанция под давлением направляется в сепаратор по патрубку в раздаточный коллектор, имеющий узкий выход. Потом благодаря работе регулятора давления в сепараторе формируется давление, малое относительно к изначальному давлению газожидкостной смеси и как следствие выделяется растворенный газ.

Так как сама операция не отличается своей быстротой, то период нахождения веществ в сепараторе стараются расширить благодаря установке наклонных полок, по которым она перемещается в низ устройства, а газ в результате устремляется выше. Тут он пропускается сквозь жалюзийный каплеуловитель, предназначенный для отвода нефтяных капель, и после этого перемещается в газопровод. Схваченная нефть по трубе для дренажа следует к нижней части [6].

Отделившийся газ пересекает устраняющее пену устройство и затем в устройстве из него отделяется избыточная влага и сквозь штуцер выхода газа удаляется из сепаратора. Очищенная нефть собирается в низу технологической емкости и выливается из сепаратора сквозь штуцер.

Принцип работы гравитационных сепараторов состоит в том, что сравнительно нетяжелые газовые фракции – направляются вверх, а относительно сильно тяжелые (смесь из воды и нефти) спускаются ниже.

В инерционных сепараторах ввиду неодинаковой плотности жидкости и газа, первая оседает на стенках и днище корпуса, а газовые частицы отводятся из емкости.

Центробежные сепараторы похожи с инерционными тем, что движение газожидкостного потока происходит с помощью спиралевидного вихревого

потока. Таким образом более плотная жидкая фракция, относительно газовой фазы, инерционно перемещается, а газовые частицы отделяются и выводятся из аппарата.

В процессе добывания водонефтяной эмульсии из скважин и транспорта ее до ЦПС и подготовки нефти, газа и воды постепенно снижается давление и из нефти выделяется газ. Объем выделившегося газа по мере понижения давления в системе возрастает и как правило в несколько десятков раз превышает объем жидкости. Вследствие этого при невысоком давлении их совместное хранение, а иногда и сбор становятся нецелесообразным.

Обезвоживание нефти на месторождениях это только 1-ый этап ее подготовки к переработке, так как присутствие в нефти воды, хлористых солей и механических примесей в тех количествах, которые остаются в нефти в итоге обезвоживания на месторождении, негативно оказывают на процессы переработки нефти и на качестве получаемых нефтепродуктов. Более глубокая очистка нефти от пластовой воды, солей и механических примесей осуществляется в процессе обессоливания. С данной целью обезвоженную нефть активно перемешивают с пресной водой, а возникшую эмульсию разрушают [7].

На рисунке 1.3 видно, что обезвоживание и обессоливание нефти - взаимосвязанные технологические процессы (так как основная масса солей находится в пластовой воде, и удаление воды приводит одновременно к обессоливанию нефти). Обезвоживание нефти затруднено тем, собственно, что нефть и вода образуют стойкие эмульсии на подобии "вода в нефти". В данном случае вода диспергирует в нефтяной среде на мелкие капли, образуя устойчивую эмульсию. Значит, для обезвоживания и обессоливания нефти нужно отделить от нее эти мелкие капли воды и удалить воду из нефти.

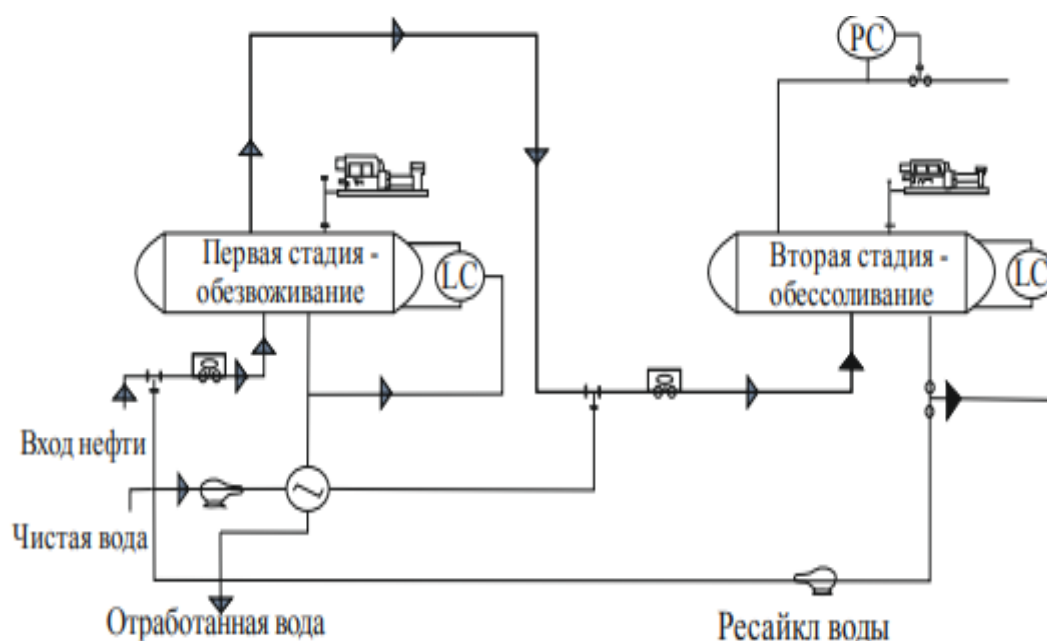


Рисунок 1.3 - Установка по обезвоживанию и обессоливанию нефти

Одним из наиболее распространенных методов обессоливания нефти является растворение солей пресной водой. Технология этого метода очень проста. В частично подготовленную нефть с большим содержанием солей добавляется пресная вода. Соли, находящиеся в нефти, растворяются в пресной воде и затем при обезвоживании удаляются вместе с водой. Если содержание солей в нефти не соответствует нормам, процесс повторяют или увеличивают количество подаваемой пресной воды.

1.2 Условия и причины образования устойчивых водонефтяных эмульсий

Образование и стойкость нефтяных эмульсий в основном определяются скоростью движения нефтеводяной смеси, относительной величиной содержания фаз, физико-химическими свойствами этих фаз и температурным режимом.

Как известно, что на ранних стадиях разработки месторождения нефть обычно добывается из фонтанирующих скважин с небольшим количеством воды.

Кроме того, на каждом нефтяном месторождении существует период

времени, в течение которого вода течет из пласта вместе с нефтью сначала в небольших количествах, а затем в больших количествах.

Пластовая вода из скважин на разных месторождениях может иметь совершенно разный химический и бактериальный состав [8].

По мере обводнения продукции скважины вязкость жидкости изменяется значительно. При малой обводненности – от 0 до 40 % вязкость нефти повышается незначительно. При средней обводненности -40 % - 75% вязкость жидкости повышается в десятки или в сотни раз (рисунок 1.4).

Сначала образуется эмульсия вода в нефти, а в интервале обводнения 50-60% происходит инверсия фаз: эмульсия вода в нефти превращается в эмульсию нефть в воде. При достижении обводнения 75%, эмульсия начинает самопроизвольно разлагаться, а при достижении высокого обводнения 80% и выше эмульсия уже не образуется, вязкость жидкости стремительно снижается, а при достижении предельного обводнения - 95% вязкость жидкости ненамного превышает вязкости пластовой воды. Это свойство нефти имеет большое практическое значение, поскольку приводит к серьезным осложнениям при добыче и транспортировке нефти.

При экстрагировании смеси нефти и пластовой воды образуется эмульсия, которую следует рассматривать как механическую смесь двух нерастворимых тел, одно из которых распределено в другой жидкости в виде капель разного размера [9].

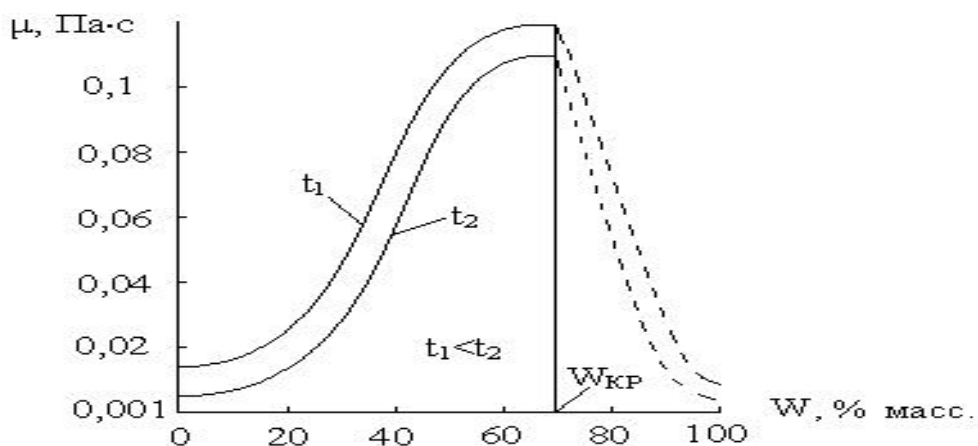


Рисунок 1.4 – зависимость динамической вязкости нефти от обводнения

Образование и стойкость нефтяных эмульсий определяются:

- скоростью движения нефте-водяной смеси,
- относительной величиной содержания фаз,
- физико-химическими свойствами фаз,
- температурным режимом.

При подъеме обводненной нефти от забоя скважины до её устья и дальнейшем движении по промысловым путям происходит непрерывное перемешивание нефти с водой, что сопровождается образованием стойких водонефтяных эмульсий [10].

Обезвоживание нефти осуществляется вследствие разбития водонефтяной эмульсии специальными деэмульгаторами, имеющими химическую природу веществами, вырабатываемыми в процессе извлечения капель диспергированной в нефти воды.

Нефтяная эмульсия представляет собой однородную комбинацию пары или более разнофазных жидкостей, с малой примесью твердых взвесей.

Множественная эмульсия представляет собой субстанцию, в которой в относительно больших каплях воды могут присутствовать небольшие нефтяные глобулы, или в больших нефтяных каплях присутствуют малые водяные глобулы. Дисперсная фаза имеет вид эмульсии, и может быть обратной или прямой. Эти эмульсии имеют увеличенную концентрацию твердых включений.

Дисперсионная среда служит определяющим фактором для установления типа эмульсии.

На нефтяных объектах содержание воды в эмульсиях устанавливают согласно цветовому восприятию:

- эмульсии, соответствующие цвету неводной нефти, включают в себя до 10 % воды;
- эмульсии, которые имеют цвет от коричневого до желтого включают в себя 15–20 % воды;
- эмульсии, желтого цвета, включают в себя свыше 25 % воды.

В последнее десятилетие стали применяться методы, основанные на физической природе магнитного, лазерного акустического поля, а также магнитного поля разной частоты и т.д.

Преследуют два основных фактора подогрева эмульсии:

1. Уменьшение вязкости под действием силы тяжести, которое способствует более легкому перемещению сквозь нефтяную среду частиц воды.
2. Повышение температуры нефти, которое прямо пропорционально скорости движения, вызывающее повышение скорости движения водных частиц, которые сталкиваются между собой, сливаясь в более крупные, как в броуновском движении [11].

1.3 Физико-химические свойства эмульсий

Большинство месторождений нефти в настоящее время разрабатываются с обводненностью добываемой продукции свыше 80%

С увеличением содержания воды в продукции скважин происходит расслоение водонефтяной эмульсии и появление воды в качестве отдельной фазы. Такие высокообводненные скважины с содержанием воды в продукции более 75-80% составляют в настоящее время большую часть действующего фонда нефтяных скважин.

Реологическое поведение эмульсий определяется большим количеством факторов, такие как вклад множества характеристик эмульсии, таких, как химический состав, вязкость, полярность непрерывной фазы; объемная доля, межфазное натяжение, степень дисперсности дисперсной фазы; толщина пленки эмульгатора на каплях дисперсной фазы. Вязкость эмульсий зависит также от температуры.

На степень дисперсности эмульсии большое влияние оказывает вязкость дисперсионной среды (рис. 1.5). Как правило, понижение вязкости сопровождается укрупнением капель дисперсной фазы до достижения некоторого порогового значения [12].

Поскольку повышенная вязкость дисперсионной среды препятствует столкновению капель дисперсной фазы и их укрупнению, наиболее устойчивые эмульсии образуют высоковязкие нефти.

Подобно тому как это происходит при получении классических дисперсных систем, образование устойчивых водно-нефтяных эмульсий возможно в присутствии веществ, адсорбция которых на поверхности капель дисперсной фазы препятствует их слиянию с последующей коалесценцией.

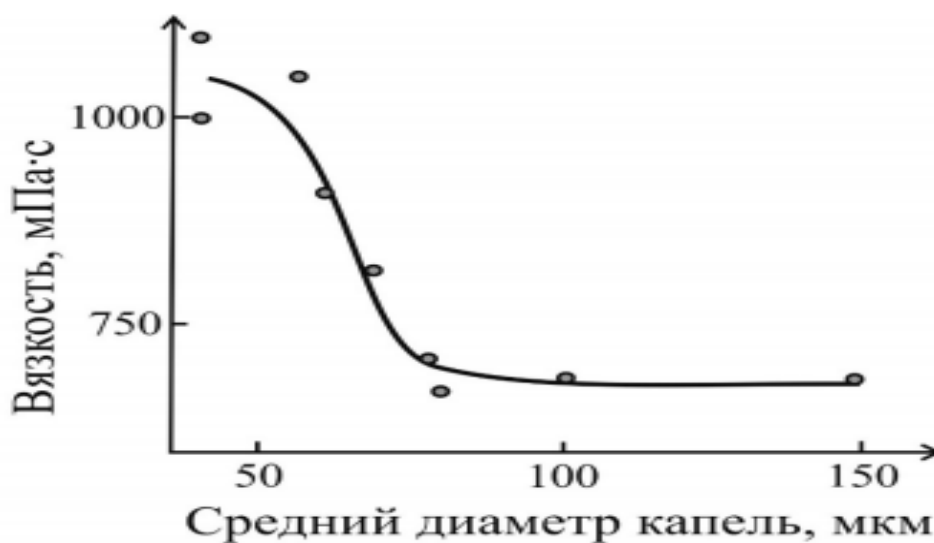


Рисунок 1.5 – Зависимость вязкости дисперсионной среды водонефтяной эмульсии от диаметра капель дисперсной фазы газ [13]

1.4 Способы обезвоживания нефти

На практике используется множество технических способов обезвоживания нефти. Выбор того или иного способа обезвоживания нефти и эффективность монтажа оборудования во многом зависит от количества и состояния воды.

В некоторых случаях было доказано, что вода, добываемая в сырой нефти, свободна, то есть диспергирована.

Есть два типа эмульсий: механические, нестабильные и стабилизированные поверхностно-активными веществами. Посредством обычного осаждения и осаждения при умеренном нагревании вода в первой партии эмульсии может быть отделена относительно легко [14].

В настоящее время процессы разрушения водонефтяных эмульсий подразделяются на следующие типы:

- отстаивание под действием гравитационных сил;
- коалесцирующая фильтрация;
- использование центробежных сил;
- электрическое воздействие на глобулы водонефтяной эмульсии;
- повышение температуры водонефтяной эмульсии;
- использование эффекта от внутритрубной деэмульсации;
- магнитная обработка.

Механические технологии обезвоживания нефти – отстаивание, гидроциклонирование и фильтрация.

Отстаивание под действием гравитационных сил наиболее распространенный метод на промыслах(рис.1.6) [15].



Рисунок 1.6 – Отстойник непрерывного действия

При электрическом воздействии на ВНЭ оказывают электроды высокого напряжения, подаваемые на нее.

Под действием электрического поля на разных концах образовавшихся глобул воды образуются электрические заряды противоположного знака, что приводит к коалесценции этих капель и их дополнительному осаждению (рис. 1.7) [15].

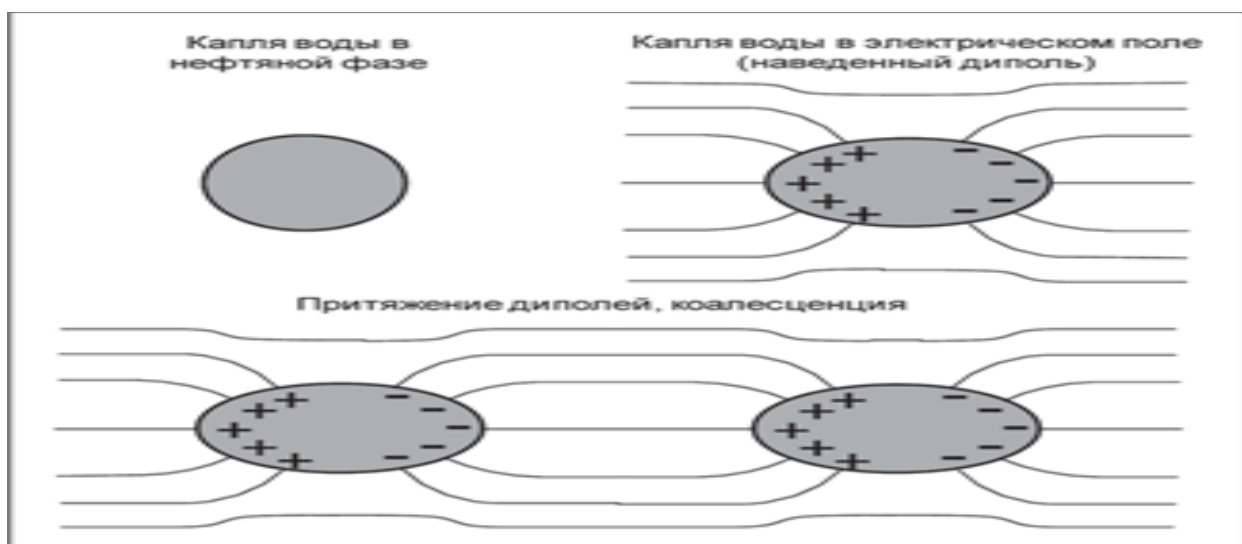


Рисунок 1.7 – Механизм разрушения эмульсии в электрическом поле

При магнитной обработке м эмульсии происходит снижение общей стабильности ВНЭ, коррозия эмульсии и уменьшение отложений хлоридных и парафиновых солей.

Деэмульгирующий эффект от внутритрубной деэмульсации можно использовать в предварительном исследовании для разделения общей стабильности в лабортории. Эффект деэмульгирования используется в производственной линии на нефтяном месторождении и зависит от подачи реагентов-растворителей в систему подготовки на нефтяном месторождении [16].

1.5 Деэмульгаторы для разрушения водонефтяных эмульсий

Деэмульгирование нефти с использованием химических реагентов стало очень популярным благодаря гибкости метода: смена деэмульгатора не требует замены оборудования, а хороший выбор деэмульгатора и режима деэмульгирования позволяет разрушить эмульсии разной стойкости [16].

Использование химических деэмульгаторов может изменить межслойные свойства эмульсии вода-в-нефть, позволяя каплям воды легче слиться в более крупные.

Сравнительный анализ нефти из разных месторождений и перспектив добычи показал, что увеличение доли асфальта, увеличение степени

конденсации и общее увеличение доли компонентов асфальтовой смолы в целом приводит к снижению молекулярного движения элементов НДС и образованию аномальной прочной структуры.

Основным методом сброса воды, образующейся при подготовке ВНЭ, является использование химических реагентов [17].

Выбор эффективного деэмульгатора ВНЭ определяет глубину разрушения эмульсии, а также технико-экономические показатели процесса.

В современной промышленности выпускают реагенты на основе алкилбензолсульфоната кальция и алканов сульфоната натрия.

Наибольшую популярность получила теория взаимодействия, созданная академиком П.А. Ребиндером.

Согласно этой теории, при добавлении ПАВ они разрушают броневые оболочки нижних водяных гранул, за счет чего удаляются стабилизаторы эмульсии. Это изменяет смешиваемость из-за большей поверхностной активности поверхностно-активных веществ [18].

Изменение поверхностного натяжения вынуждает крупные частицы стабилизаторов эмульсии переходить в водную или нефтяную фазу с дальнейшей коалесценцией.

Критерий эффективности деэмульгирования является обеспечение максимального отделения попутной воды за определенный период времени с минимальным расходом реагента.

ПАВ в растворах делятся на основные группы: анионные, катионные и неионные. Анионные и катионные поверхностно-активные вещества разлагаются на ионы в водных растворах, в отличие от неионных растворов.

Реагенты деэмульгатора, используемые в нефтяной промышленности, делятся на ионные и неионные.

Ионные деэмульгаторы подразделяются на анионные и катионные.

Ионы конденсируются на поверхности капли воды, удаляя защитную оболочку, создавая еще одну более слабую оболочку с противоположным первоначальным зарядом [19].

Неионные деэмульгаторы работают за счет изменения количества добавленных молекул присоединяемой окиси этилена, чтобы добиться уменьшения или увеличения способности реагента деэмульгировать. По мере того, как количество присоединяемых молекул окиси оксида этилена уменьшается, способность реагента увеличивается, и с увеличением достигается улучшение растворимости нефти.

Неионогенные деэмульгаторы (проксамин-385, проксанол 305, проксанолы 146 и 186, дисолван-4411, сепарол 25, прогалит, X-2647, кемеликс, L-1632, дипроксамин-157, доуфакс, ОП-10, ОЖК, прохинор, R-11 и др.) ионов в водных средах не образуют.

Структурные формулы некоторых искусственно распределенных деэмульгаторов показаны на рис. 1.8 [20].

В нефтяной промышленности для обезвоживания эмульсий активно используются неионные реагенты из-за небольшого влияния на них водорастворимых солей, присутствующих в эмульсии, и кислотно-основных свойств среды.

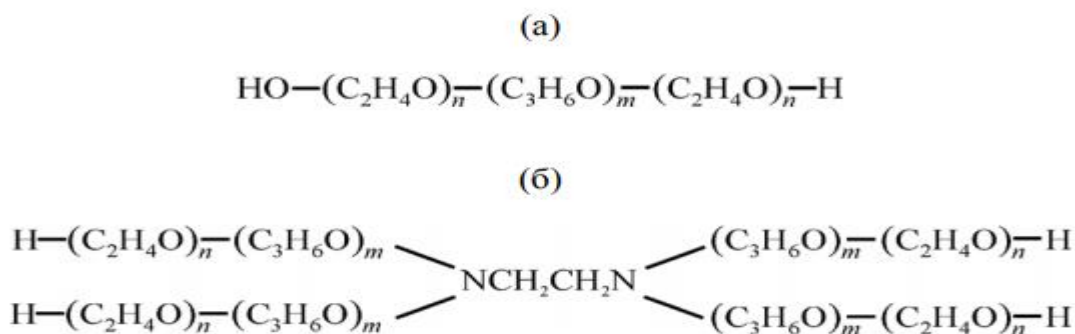


Рисунок 1.8 – Структурные формулы проксанолов (а) и прок аминов (б)

Неионные реагенты активно используются для разрушения ВНЭ с высокоминерализированной водой.

Современные реагенты и деэмульгаторы разрабатываются для подготовки нефти с повышенной вязкостью, как правило, путем создания новых композиционных составов для эмульгирования [21].

Использование деэмульгаторов показывает, что использование составных формул в несколько раз эффективнее, чем использование соединения в чистом

виде.

Для создания высокоэффективных деэмульгаторов сложного действия в различных источниках можно найти составы на основе неионных и ионных реагентов местного производства. В этом случае часто используются группы:

- блоксополимеры окиси этилена
- окиси пропилена (Лапрол 6003-2Б- 18, Лапрол 5003-2Б-10 и др.)
- Оксиэтилированные алкилфенолформальдегидные ионогенные

ПАВ, используемые в композициях содержащие в структуре четвертичный атом азота: олеиламидопропилбетаин (ОАПБ), кокамидопропилбетаин (КАПБ), алкилбетаин (АБ), цетилтриметиламмоний хлорид Ц(ТАХ), олеиламидо-пропилтриметиламмоний хлорид (ОАПТАХ) и олеиламидопропилдиметиламинооксид (ОАПДАО) [22].

1.6 Типы потерь нефти в процессе подготовки нефти и методы их сокращения

Классифицируют потери на два типа: эксплуатационные и аварийные. Первые обусловлены человеческим фактором или неисправностью используемой трубопроводной системы. Вторые возникают при стихийных бедствиях, из-за естественного износа резервуарного парка.

Потери возникают по причине отсутствия универсальных технологий промышленного сбора и хранения нефти в резервуарах, которые можно было бы применять для любой климатической зоны и для различной нефти. Также они появляются по причине утечек, изменения качества и испарения. В связи с этим сохранение качества и количества нефтепродукта при транспорте и хранении являются ключевой целью.

Совокупность потерь нефти и нефтепродуктов на трубопроводном транспорте можно разделить на три вида в соответствии с рисунком 1.9.



Рисунок 1.9 – Классификация нефти и нефтепродуктов

С целью устранения неравномерности в откачке и закачки нефти в резервуары в систему включают газгольдеры.

Наличие дыхательного клапана обеспечивает вакуум газового объема резервуара, установку точного значения давления в нем с помощью регулярного контакта газового пространства резервуара и внешней среды.

Понтоны представляют собой жесткое герметичное устройство, покрывающее практически 100 % поверхности продукта, за исключением 5 %, занимающих затвором в виде кольца.

Для изготовления понтонов применяют прочные металлы или полимерные материалы. Выделение воды снижается по причине сужения площади испарения, а затем и реакции насыщения углеводородами пространства, заполненного газом.

Существенное уменьшение потерь нефти и нефтепродуктов обеспечивается в процессе эффективного резервуарного использования. Когда резервуары заполнены по максимуму, то, следовательно, и потери от «малых дыханий» становятся практически неизмеримыми. С целью уменьшения утрат от «больших дыханий» следует не допускать перекачек продукта из одного резервуара в другой. Повышение эффективного использования резервуара достигается с помощью понижения диапазона температуры нефти и пространства резервуара, заполненного газом. Понижение диапазона температуры газового пространства достигается путем покраски резервуаров светоотражающими составами нетемных тонов, комплексом орошения резервуара или их опущением глубже в землю [23].

2 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА

Объектом исследования являются технологические схемы подготовки х месторождения, территориально расположенного в Томской области. В географическом отношении х нефтяное месторождение находится в центральной части Западно-Сибирской низменности. Месторождение расположено на водоразделе рек Соснинский Еган и Аленкин Еган, левых притоков р. Оби. Установка подготовки нефти (УПН) расположена на территории Томской области, Александровского района.

2.1 Общая характеристика производственного объекта

Установка подготовки и сбора нефти (УПН) х месторождения предназначена для:

- обеспечения непрерывного приема жидкости с фонда скважин х, месторождения, нефти с УПСВ-2,3 х месторождения;
- отбора газа первой ступени сепарации, выделившегося в нефтегазовых сепараторах (СН-1,3), очистки его от нефти и капельной жидкости в сепараторах газовых (СГ-1,2) и подачу в систему газопровода для утилизации;
- максимального отделения газа от нефти на концевой ступени сепарации установки стальной трубной наклонной (УСТН-1,2) и сжигание на факеле низкого давления, что обеспечивает безопасную эксплуатацию резервуаров вертикальных стальных (РВС-2000 № 1,2, РВС-3000 № 3,4);
- для предварительного обезвоживания поступающей на УПН нефти до остаточного содержания в ней воды не более 0,49% и откачки ее на нефтеперекачивающую станцию (НПС) «х»;
- очистки пластовой воды от нефти, механических примесей и подачи ее на блочно-кустовую насосную станцию №6 (БКНС-6);
- учета поступающей жидкости, нефти, газа высокого давления подаваемого на печь трубную (ПТБ-10), путевой подогреватель (ПП-0,63), газа сжигаемого на факеле высокого давления и газа сжигаемого на факеле низкого

давления, откачку подготовленной нефти насосами внешней перекачки через систему измерений количества и параметров нефти в товарный парк НПС «х»;

- подачи деэмульгатора в трубопровод нефти на узле подключения от блока реагентного хозяйства БРХ-1,2;
- измерения количества и параметров потоков нефти, газа.

Технологические сооружения действующей установки подготовки нефти (УПН) х нефтяного месторождения обеспечивают:

- непрерывный прием продукции скважин с фонда скважин х нефтяного месторождения;
- непрерывный прием нефти с установок предварительного сброса воды УПСВ-2, УПСВ-3 х нефтяного месторождения;
- подготовку нефти в две ступени сепарации.

Год ввода в эксплуатацию данного объекта – 1983. Производительность установки подготовки и сбора нефти по жидкости - 3154000 м³/год, по нефти – 1365000 т/год, по газу 3744000 м³/год.

В объеме капитального ремонта и модернизации в 2011 г. проведена полная замена РВС -2000 №1,2, в 2012 г. – монтаж путевого подогревателя ПП-0,63, в 2019 г. – модернизация входного СИКНС, а в 2022 г. – реконструкция выходного СИКНС.

Сепараторы СН-1,3 являются аппаратами нефти первой ступени сепарации и предназначены для отбора, выделившегося из нефти свободного газа в газопровод на печь трубную блочную (ПТБ-10), путевого подогревателя (ПП-0,63), котельную х месторождения или на факел высокого давления, а водонефтяная жидкость с остаточным содержанием газа поступает в установку сепарационную трубную наклонную (УСТН-1,2) (рисунок 2.1).

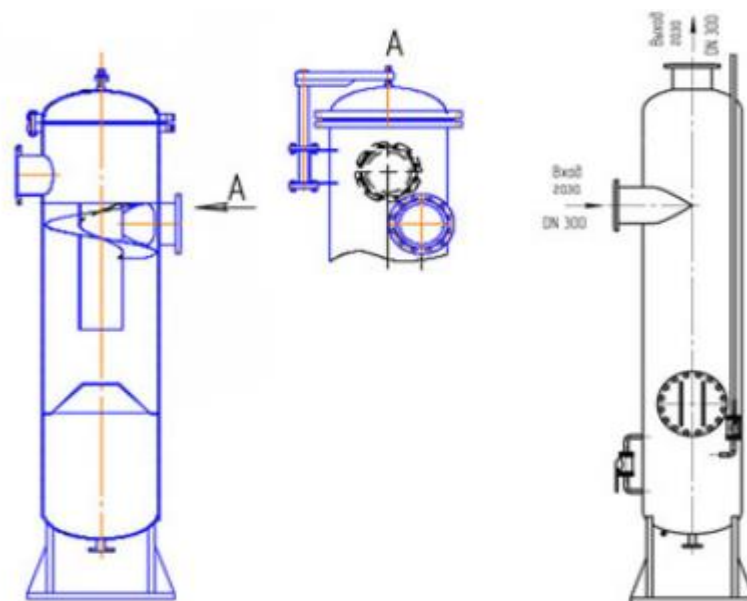


Рисунок 2.1 – Сепараторы газовые центробежных типа СН

СГ-1,2 является сепараторами газа и предназначены для улавливания остаточной капельной жидкости из газа первой ступени сепарации. Осушенный газ подается в сепаратор вертикальный газовый (СВГ-5) или на факел высокого давления. В аварийных случаях газ из сепаратора СГ-1,2 может быть направлен на факел низкого давления(рисунок 2.2).



Рисунок 2.2 – Сепараторы газовые СГ

СВГ-5 является газосепаратором осушки газа и подачи его на печи ПТБ-10, ПП-0,63, котельную и месторождения, и зажигания остаточного газа на факеле высокого давления (ФВД) (рисунок 2.3).

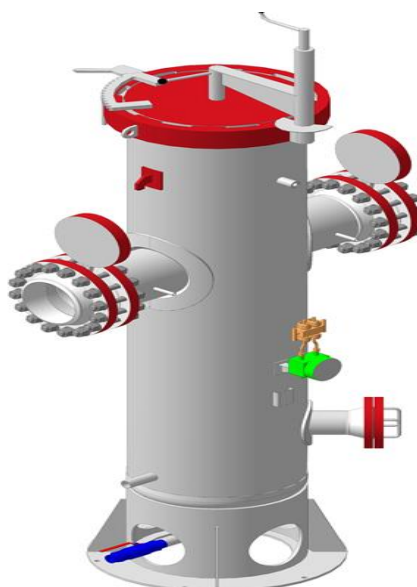


Рисунок 2.3 – Сепаратор вихревой газовой СВГ

Установка сепарационная трубная наклонная УСТН – 1,2 является концевой ступенью и предназначена для(рисунок 2.4):

- полного разгазирования нефти перед поступлением жидкости в РВС-1,2,3,4 и предупреждения прорыва свободного газа в резервуар РВС-2000,РВС-3000;
- подачи самотеком воды и нефти в резервуар РВС-2000,РВС-3000;
- подачи газа концевой ступени сепарации на факел низкого давления.



Рисунок 2.4 – Установка трубная сепарационная трубная наклонная УСТН

Блоки реагентного хозяйства предназначены:

- БРХ-2,5 № 1,2 – для подачи деэмульгатора в водонефтяную эмульсию на входе ее в СН-1,3(рисунок 2.5);
- БМХ - для подачи метанола в газопровод от СН-1,3, СГ-1,2 выход газа с УСТН-1,2.

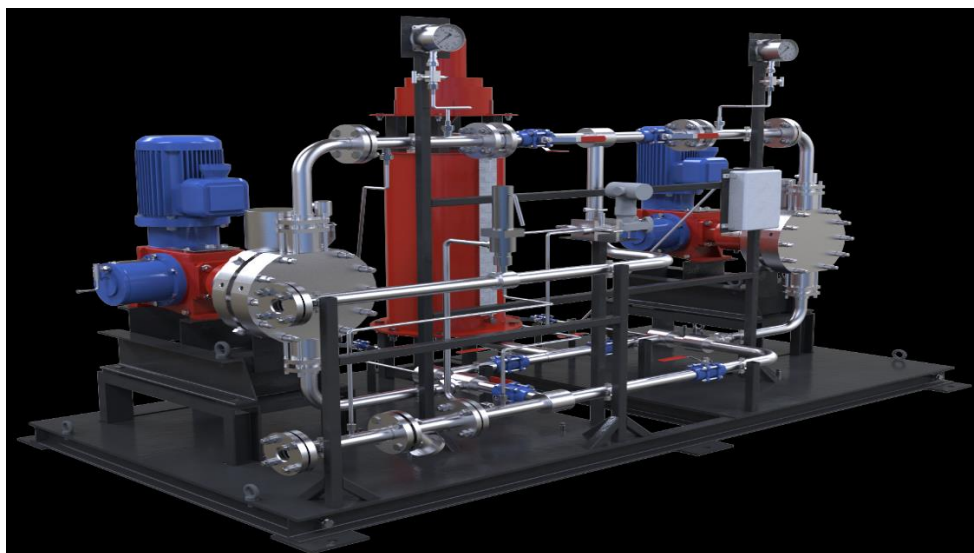


Рисунок 2.5 – Блоки непрерывного дозирования реагента БРХ

Факельная система предназначена для сброса и последующей утилизации газа в случаях:

- срабатывания предохранительных клапанов;
- ручного и автоматического «подрыва» клапана;
- освобождение технологических блоков от газов;
- утилизации газа первой и концевой ступеней сепарации.

Печь трубная блочная птб-10 предназначена для сжигания попутного нефтяного газа в рабочем объеме печи с одновременным нагревом требуемого количества нефти (нефтяной эмульсии) при ее подготовке и дальнейшей транспортировке.

Путевой подогреватель пп-0,63 предназначен для нагрева водонефтяных эмульсий и нефти до заданной технологическим регламентом температуры при процессе подготовки и дальнейшей транспортировке.

2.2 Характеристика исходного сырья, материалов, реагентов, изготавливаемой продукции

В настоящем разделе приводится техническое наименование продуктов, качество в соответствии с нормативной технической документацией, область применения. А также свойства сырья, реагентов, готовой продукции и отходов производства по взрывопожароопасности и токсичности (таблица 2.1).

Таблица 2.1 - Характеристика исходного сырья, реагентов, изготавливаемой продукции

№ П/П	Наименование сырья, материалов, реагентов изготавливаемой продукции	номер государственного или отраслевого стандарта, технических условий, стандарта компании	показатели качества, обязательные для проверки	норма по гост, ост, стп, ту (заполняется при необходимости)	область применения изготавливаемой продукции	
1	2	3	4	5	6	
1.	Газосодержащая водонефтяная эмульсия (продукция скважин)	Нет	Нет	Нет	Исходное сырье	
2.	Нефть с УПСВ-2 (УПСВ-3)	ГОСТ 2477-2014	Содержание вод, %	До 5 (при прогоне очистного устройства норма не регламентируется)	Исходное сырье	
3.	Водонефтяная эмульсия пункта отпуски нефти с Даненбергского месторождения	Нет	Нет	Нет	Исходное сырье	
4.	Дезэмульгатор ДИН-2Д	ТУ 2226-001-34743072-98 с изм.№ 1-7	Внешний вид	Однородная жидкость от светло-желтой до светло-коричневой окраски	Разрушение эмульсии вода-нефть	
			ρ при 20 °С, кг/м ³	925		вода-нефть
			μ при 20 °С, мм ² /с	45,1		
5.	Дезэмульгатор ДИН-2Д марка D	ТУ 2458-008-48680808-2011 с изм. № 1-2	Внешний вид	Однородная жидкость от бесцветного до темно-коричневого цвета	Разрушение эмульсии вода-нефть	
			ρ при 20 °С, кг/м ³	922		
			μ при 20 °С, мм ² /с	40-60		

1	2	3	4	5	6
6.	Деэмульгатор Реапон-ИК-1М	ТУ 39-12966038-003-93 с изм. № № 1-3	Внешний вид	Однородная жидкость от светло-желтого до коричневого цвета	Разрушение эмульсии вода-нефть
			Плотность при 20 °С, кг/м ³	890	
			Вязкость при 20 °С, м ² /с	40-60	
7.	Нефтерастворимый деэмульгатор ТХП Денафтен 4100	ТУ 2458-018-66645282-2014 с изм. № 1,2.	Внешний вид	Однородная жидкость от бесцветного до коричневого цвета	Разрушение эмульсии вода-нефть
			Плотность при 20 °С, кг/м ³	890	
			Вязкость при 20 °С, м ² /с	40-60	
8.	Метанол технический	ГОСТ 2222-95	Плотность при 20 °С, г/см ³	0,791-0,792	Растворение гидратных пробок в газопроводах
9.	Подтоварная вода на выходе с установки	ФР.1.31.2020.38614	Массовая концентрация нефти, мг/дм ³	не более 50	Применяется в качестве рабочего агента для поддержания пластового давления
		«МВИ № 02–24/Х1–МИ–6-2011»	Механические примеси, мг/дм ³	не более 50	Применяется в качестве рабочего агента для поддержания пластового давления
10.	Подготовленная нефть	ГОСТ Р 51858	Концентрация хлористых солей, мг/дм ³	не более 100	Перекачка подготовленной нефти на НПС Медведево.
			Массовая доля воды, %	не более 0,49	
			Массовая доля механических примесей, %	не более 0,05	
			Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.)	66,7 (500)	
			Содержание серы, ppm	Не более 100	
11.	Попутный газ	-	-	-	В качестве топлива на внутри промышленной котельной и печах ПТБ-10, ПП-0,63.

2.3 Описание технологического процесса и технологической схемы производственного объекта

Водонефтяная газосодержащая эмульсия с месторождения поступает по трубопроводам на УПН «х» с 2-х направлений под давлением 1,2 – 5,0 кгс/см² и подается в нефтегазовый сепаратор СН-3 следующим образом (рисунок 2.6):

- с кустов № 1,2,4,8,9 – по трубопроводу через ЗКЛ № 22а, 27;
- с кустов № 3,5,6,7,11 - по трубопроводу через ЗКЛ № 26а, 26, 24, 27. При этом ЗКЛ № 21,22,25,25а,122,166 должны быть закрыты.

Для повышения эффективности разрушения эмульсионного слоя и гравитационного отстоя в технологии используются поверхностно активные вещества - деэмульгаторы. Деэмульгатор по импульсной линии из блока реагентного хозяйства (БРХ) под давлением 1,2-5,0 кгс/см² подается в трубопровод поступления нефти перед сепарационным оборудованием.

С нижней части нефтегазового сепаратора, в котором происходит отделение газовой фазы от жидкости, водонефтяная эмульсия под давлением 1,2 – 5,0 кгс/см² отводится по трубопроводу через ЗКЛ № 35. Уровень жидкости в СН-3 выдерживается в заданных параметрах (max=1500 мм, min=300 мм) (LGA 11.8) с помощью регулятора уровня прямого действия, исполнительным механизмом которого является клапан с электроприводом.

Дренирование жидкости с СН-3 производится в ЕП-8 по трубопроводу через ЗКЛ № 32. Откачка ЕП-8 производится по трубопроводу через ЗКЛ № 48 в линию поступления нефти в РВС-1 с помощью насоса НВ 50/50.

Жидкость, с остаточным содержанием газа, под давлением (min =1,0 кгс/см² max=2,0 кгс/см²) поступает по трубопроводу через ЗКЛ № 35,36, клапан Кж-1, ЗКЛ № 47,46а, (ЗКЛ № 46,242,242а – закрыты) в УСТН-2, где за счет снижения давления и изменения направления потоков происходит отделение остаточного газа от жидкости.

Принципиальная блок-схема Малореченского месторождения

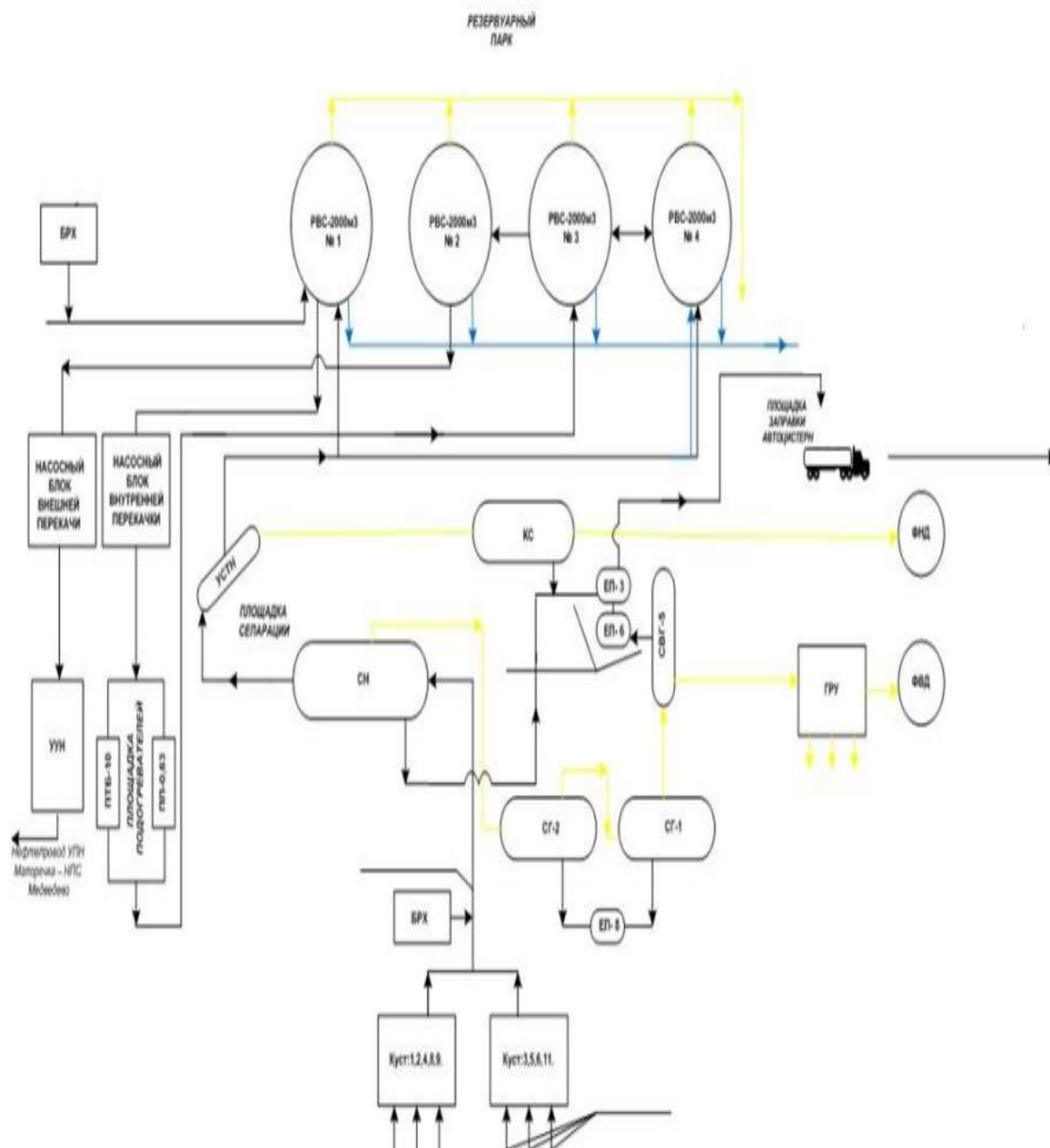


Рисунок 2.6 – Принципиальная блок-схема х месторождения

Водонефтяная эмульсия с УСТН-2 по трубопроводу через ЗКЛ № 45 под давлением ($\min=0,7 \text{ кгс/см}^2$, $\max=1,1 \text{ кгс/см}^2$) поступает в нефтепровод «УСТН-2 - РВС-1» (ЗКЛ № 20 – закрыта). В этот же трубопровод «УСТН-2 - РВС-1» поступает водонефтяная эмульсия (содержание воды в нефти до 5%) под давлением ($\min=0,7 \text{ кгс/см}^2$ $\max=1,1 \text{ кгс/см}^2$) с УПСВ-2,3 х месторождения через входной «СИКНС УПСВ-2,3», либо по байпасной линии через ЗКЛ № 1с (во

время прогона очистного устройства), далее через ЗКЛ № 12с,23,44. Далее объединенный поток через ЗКЛ № 51/1,207 поступает в сырьевой резервуар РВС-2000 № 1 (ЗКЛ № 216,217 – закрыты). Водонефтяная эмульсия с УПСВ-2,3 поступает на УПН «х» либо при низкой температуре окружающей среды, либо при прогоне очистного устройства.

При необходимости вывода УСТН-2 из работы, возможен перевод жидкости с СН-3 в УСТН-1. При этом жидкость после СН-3 с остаточным содержанием газа, под давлением ($\text{min}=0,7 \text{ кгс/см}^2$ $\text{max}=1,1 \text{ кгс/см}^2$) поступает по трубопроводу через ЗКЛ № 35,36, клапан Кж-1,242а,241,240 в УСТН-1 (ЗКЛ № 242,46,47,8 – закрыты).

Водонефтяная эмульсия с УСТН-1 по трубопроводу через ЗКЛ № 16,44 под давлением ($\text{min}=0,07 \text{ кгс/см}^2$, $\text{max}=1,1 \text{ кгс/см}^2$) поступает в нефтепровод «УСТН-2 - РВС-1» (ЗКЛ № 51,45,20 – закрыты). В этот же трубопровод «УСТН-2 - РВС-1» поступает водонефтяная эмульсия (содержание воды в нефти до 5%) с УПСВ-2,3 х месторождения через входной «СИКНС УПСВ-2,3», либо по байпасной линии через ЗКЛ № 1с, далее через ЗКЛ № 12с,44.

По оценкам специалистов, потери легких фракций нефти составляют около 50 млн. тонн в год, что сравнимо с добычей нефти целого крупного региона. Причины потерь нефти заключаются в недостаточной ее стабильности, а также в негерметичности резервуаров для ее хранения и оборудования на НПЗ. Кроме потерь ценнейшего сырья происходит загрязнение слоя атмосферы, превышающее допустимое на расстояниях до 1500 м от НПЗ.

Вопросу потери нефти на НПЗ не всегда уделяется достаточное значение, однако необходимость решения данного вопроса от этого не уменьшается. Открытие новых нефтяных месторождений, растущие объемы добычи углеводородного сырья требуют разработки мероприятий по сокращению потерь ЛФУ на нефтеперерабатывающих заводах.

3 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА МАЛОРЕЧЕНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

3.1 Внедрение установки улавливания легких фракций УУЛФ

Для повышения экономических показателей производства возникает необходимость максимально использовать имеющиеся резервы (например, снизить потери нефтепродуктов при добыче, хранении и транспортировке). Расчеты показывают, что ориентировочные потери нефти при ее поступлении к потребителю составляют около 9% годовой добычи. При этом в результате испарения из нефти уходят в основном более легкие компоненты, которые являются основным и наиболее ценным сырьем для нефтехимической промышленности.

С целью снижения потерь нефти и нефтепродуктов на предприятии могут осуществляться различные организационно-технические мероприятия и применяться специальные технические средства.

В таблице 3.1 представлено сравнение эффективности методов сокращения потерь от испарения[24].

Таблица 3.1 - Сравнение эффективности методов сокращения потерь

Способ сокращения потерь	Сокращение потерь
Диски - отражатели	20...30 %
Понтоны и плавающие крыши	70...85 %
Окраска	До 54 %
Системы улавливания легких фракций	До 90 %

Из полученной таблицы видно, что наиболее эффективный способ – применение системы улавливания легких фракций.

Оптимальным решением проблемы снижения потерь углеводородного сырья является внедрение на х месторождении установки улавливания легких фракций (УУЛФ), предусматривающей сбор углеводородо, испаряющихся из резервуаров для хранения нефти. Данная установка не требует больших капитальных затрат, имеет высокий коэффициент окупаемости, полностью автоматизирована, не требует дополнительных работ и

обслуживания, поставляется в полной заводской готовности, имеет низкий срок окупаемости.

По литературным данным затраты на ввод в эксплуатацию одной системы УЛФ составляют 2 500 000 рублей. Капитальные затраты на систему УЛФ складываются из затрат на покупку оборудования и строительные и монтажные работы. Основными объектами строительства являются площадка для установки УЛФ, площадка дренажной емкости, технологический трубопровод, электрические сети, сети КИП и автоматики, сети канализации, теплопроводы и др. Основные работы по сооружению установки УЛФ: строительство газовой обвязки, конденсатосборников и строительства блочной автоматизированной установки УЛФ.

Применение УУЛФ компрессионного типа с пластинчато-роторным компрессором позволит снизить потери легких углеводородных фракций из пластов рассматриваемого месторождения, улучшить экологическую обстановку, снизить уровень пожароопасности и сохранить наиболее ценное сырье процесса нефтепереработки. При использовании в установке вышеуказанного компрессора он будет более долговечным и не потребует больших капитальных затрат на ремонт[24].

Резервуары хранения нефти и нефтепродуктов оборудованы системой газоуровнителей, состоящей из трубопроводов. Компрессор УУЛФ запускается при достижении определенного уровня давления в газовом пространстве и перекачивает легкие углеводородные фракции по трубопроводу в емкость для хранения. Если давление в системе продолжает расти, компрессор переключается на работу на более высоких оборотах и интенсивно откачивает из резервуаров легкие фракции углеводородов.



Рисунок 3.1 – Система УЛФ

Когда давление в системе падает, компрессор переключается на работу на малой скорости, и производительность установки снижается. Когда давление падает до минимального запрограммированного значения, компрессор перестает работать. Если давление продолжит падать, клапан подпитки откроется, в результате чего частицы легких углеводородов будут поступать из трубопровода отопления в резервуар по подпиточному трубопроводу.

В систему улавливания легких фракций входят газоуравнительные трубы, соединяющие резервуары с УУЛФ. Необходимый режим давления постоянно поддерживается в РВС с помощью электронных датчиков давления и микропроцессорного контроллера (рис. 3.2). При испарении легких фракций в резервуаре давление повышается, а при достижении предельного давления пары углеводородов компрессором закачиваются в трубопровод системы герметизации.

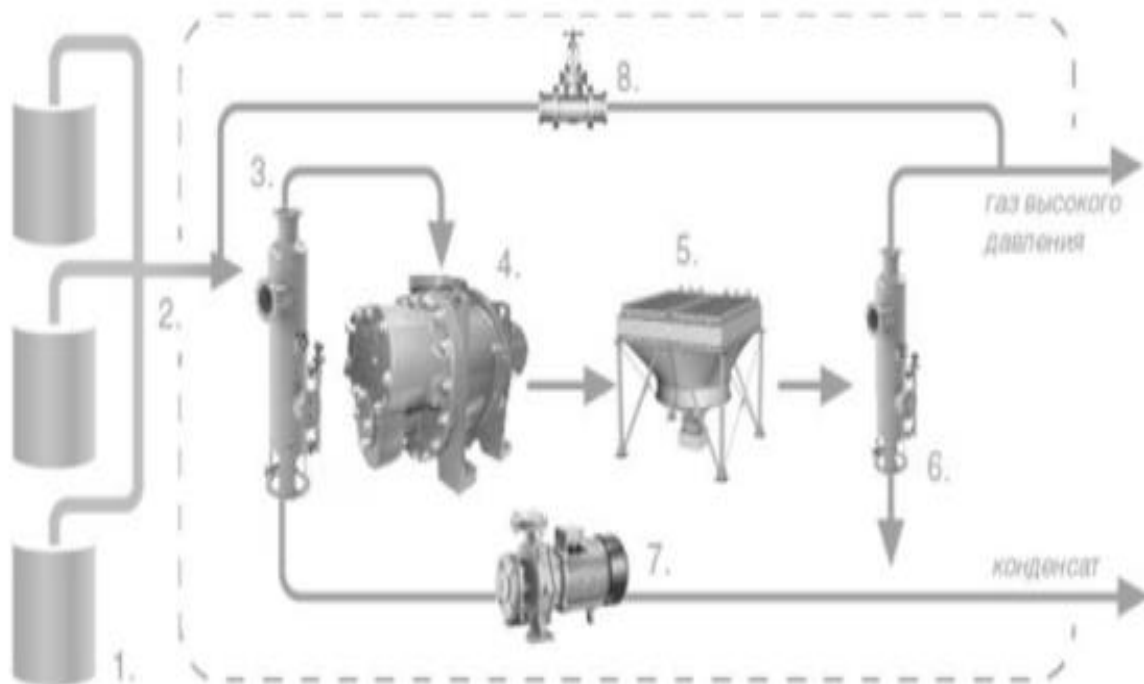


Рисунок 3.2 – Принципиальная схема системы улавливания легких фракций: 1 – резервуары; 2 - трубопроводы газоуравнительной системы; 3 - входной сепаратор; 4 – компрессор; 5 - аппарат воздушного охлаждения; 6 - выходной сепаратор; 7 – насос; 8 - байпасная линия

В системе УЛФ используется роторный компрессор. Роторно-пластинчатый компрессор является ротационным компрессором объемного типа, то есть его действие, помимо поршневого и винтового, основано на захвате и сжатии воздуха за счет уменьшения объема. Его конструкция включает статор в виде полого круглого цилиндра и эксцентрично размещенный в полости статора цилиндрический ротор с продольными канавками, внутри которых размещены радиально движущиеся пластины (рис. 3.3). При вращении центробежная сила выталкивает пластины из пазов и прижимает их к внутренней поверхности статора.

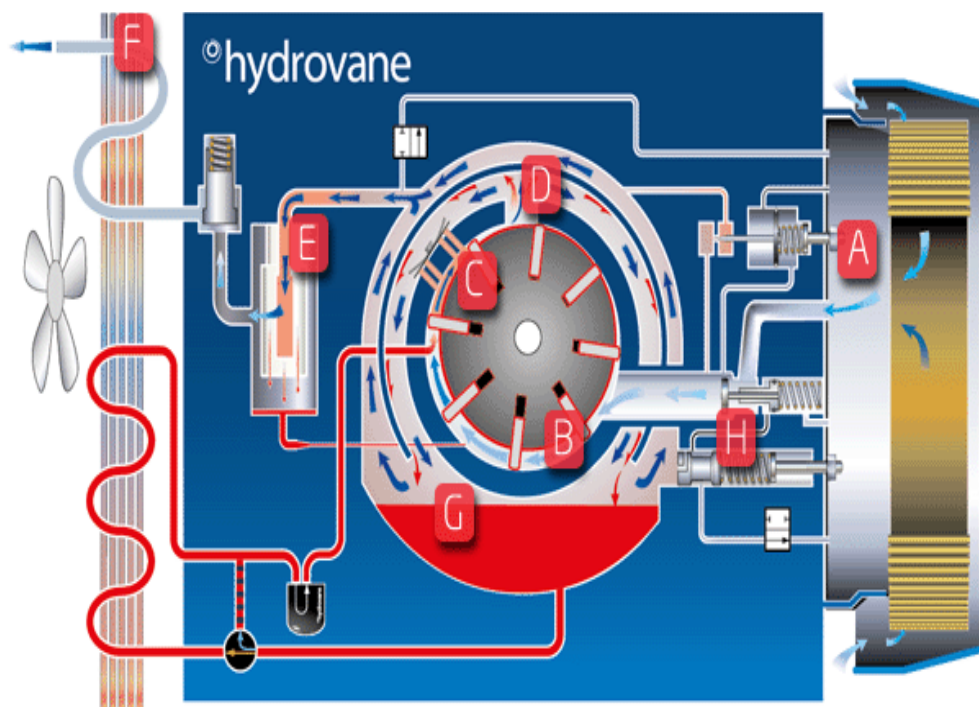


Рисунок 3.3 – Роторно-пластинчатый компрессор: «А» — точка входа воздуха в компрессор, «Н» — впускной клапан, «В» — блок сжатия роторно-пластинчатого компрессора, «С» — масляный перепускной клапан, «D» — узел выхода воздушно-масляной смеси из блока сжатия, «G» — нефть компрессора в статоре, «Е» — сепаратор тонкой очистки сжатого воздуха от масла, «F» — воздушно-масляный радиатор для охлаждения сжатого воздуха и масла

Воздух сжимается в несколько полостей, образующих статор и ротор и каждую пару смежных пластин, которые уменьшаются в объеме в направлении вращения ротора. Впуск воздуха происходит при максимальном выходе пластин из пазов и образовании разрежения в полости максимальных размеров. При этом в фазе сжатия объем полости постоянно уменьшается до тех пор, пока не будет достигнуто максимальное давление, когда пластины проходят через выходной канал и происходит выброс сжатого воздуха (рис. 3.4).

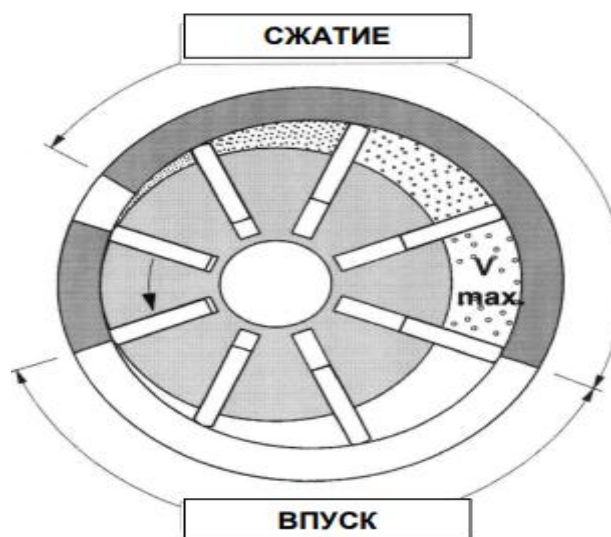


Рисунок 3.4 – принцип работы компрессора роторно-пластинчатого типа

Винтовой компрессор является разновидностью объемного роторного компрессора. В его конструкции используются два параллельных вала с винтовой (спиральной) внешней стороной для обеспечения их сцепления. Один из роторов, как правило, является ведущим, а другой — ведомым. Роторы с минимальным критическим зазором установлены в статоре, выполненном в виде двух цилиндров, соосных продольно крестовине[24].

Валы роторов опираются на роликовые подшипники. Всасывание и выход сжатого воздуха происходит по осям ротора. В процессе вращения роторов навстречу друг другу впускной канал открывается, и воздух поступает в полость между отверстиями и выступами роторов. Полости постепенно уменьшаются в размерах, что приводит к повышению давления. На противоположном конце по оси роторов через выпускное отверстие выпускается сжатый воздух.

3.2 Применение новых деэмульгаторов на Малореченском месторождении

Чтобы выбрать наиболее эффективный реагент из группы, необходимо определить способность реагентов к разрешению ВНЭ. Рассмотрим несколько лабораторных методов для исследования эффективности деэмульгаторов, которых предназначены для выбора наиболее эффективных реагентов для

промышленного использования в процессе обезвоживания нефти и для получения сравнительной характеристики деэмульгирующего действия реагентов.

Самый известный из методов оценки способности реагентов к деэмульгированию является метод бутылочной пробы (рис.3.5).

Существуют еще и другие методы для выполнения громоздкого и трудоемкого процесса выбора эффективных деэмульгирующих агентов из большого числа потенциальных факторов [25].



Рисунок 3.5 – оборудование для лабораторных испытаний деэмульгаторов

Один из этих методов основан на комплексном подходе к выбору химических реагентов, используемых в процессе обезвоживания нефти.

Этот метод включает:

- определение реологических свойств нефти, воды и нефтяных эмульсий при различных скоростях сдвига, температурах и обводненности;
- определение возможности и эффективности использования деэмульгаторов в системах сбора и передачи ВНЭ,
- определение способности реагентов к эмульгированию, чтобы оценить их относительную эффективность;
- моделирование транспорта ВНЭ;
- определение расхода реагента деэмульгатора при подготовке к требуемой глубине обезвоживания данной нефти в лабораторных условиях, которые воспроизводят процесс ее подготовки на промысловой установке

подготовки нефти;

- определение совместимости эмульгаторов с химическими веществами различного технологического назначения [25].

При лабораторных испытаниях невозможно добиться интенсивности смешения деэмульгатора с эмульгатором в реальной системе, и это одно из ограничений лабораторного метода испытаний.

Это компенсируется передозировкой эмульгаторов в лабораторных испытаниях, как правило, превышают в 2-3 раза. Поэтому, прежде чем начинать сравнение различных типов деэмульгаторов, нужно определить лабораторную дозировку основного деэмульгатора, т.е.реагента, который используется на месторождении и с которым будут сравнивать все остальные деэмульгаторы.

УПН х месторождения предназначена для:

- сбора, сепарации и подготовки до товарной кондиции продукции скважин х месторождения;

- откачки товарной нефти через коммерческий узел учета ПСП № 546 перед врезкой в магистральный нефтепровод «х»;

- очистки пластовых вод с последующей подачей на кустовую насосную станцию (КНС) для закачки в пласт для поддержания пластового давления;

- хранения обводненной или товарной нефти в резервуарном парке.

Характеристика уходящей с УПН нефти:

- воды. % не более, 0,5;

- хлористых солей, мг/л 100;

- мех. примесей, % 0,05.

Плотность, кг/м³ 854.

Для сравнения берем базовый деэмульгатор ДИН-2Д , применяющий на х месторождении и деэмульгатор Dissolvan 4411, которое применяют на х месторождении, имеющее аналогичные свойства нефтяной эмульсии с эмульсией х месторождения.

Эффективность реагентов оценивается по динамике и глубине обезвоживания, качественному состоянию межфазной границы и выделившейся воды. Результаты эксперимента представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Результаты определения деэмульгирующей активности химреагентов и влияние их на подготовку нефти х месторождения при дозировке деэмульгатора 40 г/т

Деэмульгатор	Количество отстоявшейся воды (%) за определенное время						Остаточное содержание воды в нефтяной фазе, %	Стабильная эмульсия в нефтяной фазе, %
	при температуре 50 °С, обводненность - 84%							
	10 мин	20 мин	30 мин	60 мин	90 мин	120 мин		
ДИН-2Д	70	79	84	87	88	88	1	0,5
Dissolvan 4411	83	89	91	97	99	99	0,5	0

По полученным данным строим графики зависимости глубины обезвоживания от времени, а также гистограммы для наглядного изображения остаточного содержания воды и стабильной эмульсии после центрифугирования при дозировании деэмульгатора 40 г/т (рис.3.6, рис.3.7).

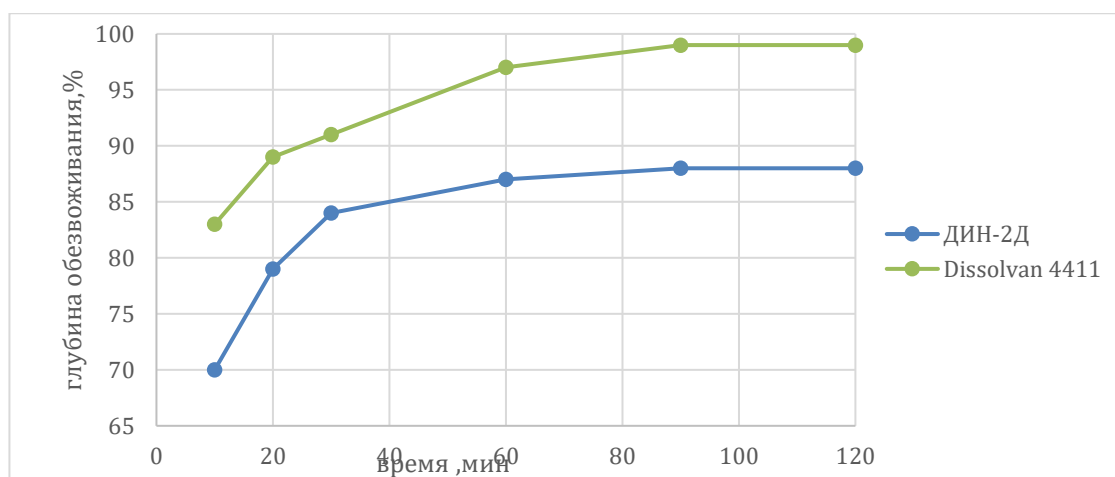


Рисунок 3.6 – Динамика отделения воды при дозировании деэмульгатора 40 г/т

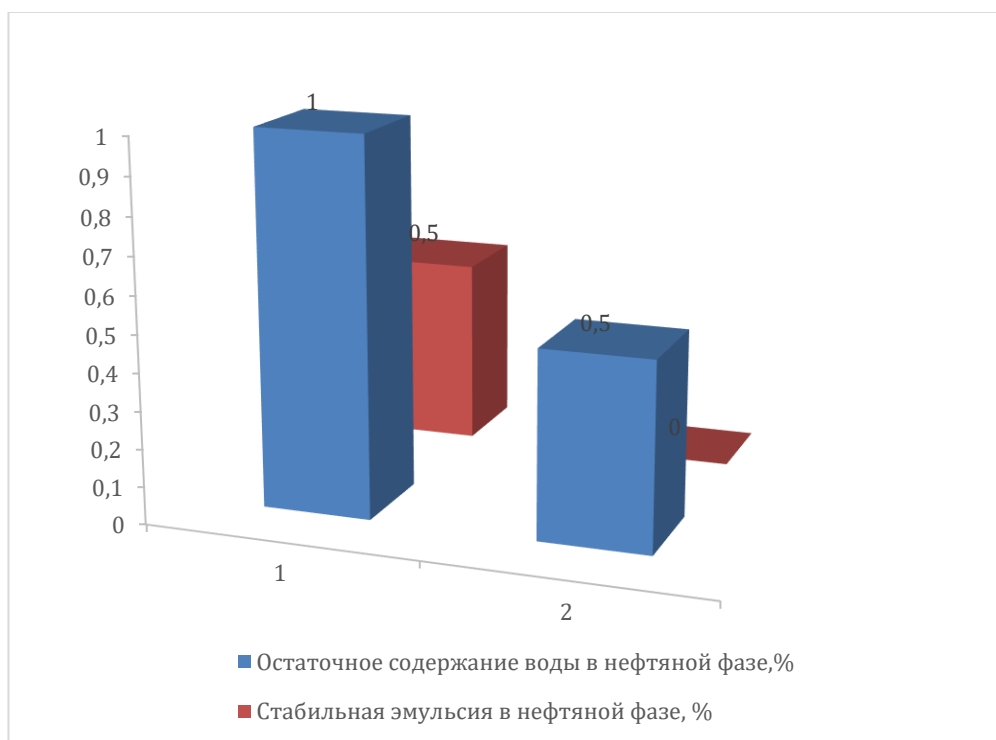


Рисунок 3.7 – Остаточное содержание воды и стабильной эмульсии после центрифугирования при дозировании деэмульгатора 40 г/т:

1- ДИН-2Д, 2- Dissolvan 4411

Эти исследования показывают, что при температуре 50 ° С и времени стабилизации 2 часа деэмульгатор ДИН-2Д может высушивать нефть до остаточного содержания менее 1,5% при дозе 40 г / т. Для полного разрушение эмульсии с выделением практически всей содержащейся воды деэмульгатором ДИН-2Д, необходимо увлечь дозировки реагентов.

По результатам испытаний самым эффективным деэмульгатором для подготовки нефти х месторождения по динамике и глубине обезвоживания рекомендуется реагент Dissolvan 4411 (Диссолван 4411).

При его применении видим минимальное остаточное содержание воды и стабильной эмульсии. Dissolvan 4411 имеет самое низкое остаточное содержание воды в нефти, особенно в оставшейся неразрушенной форме эмульсии.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7Г2	Ганеев Артем Фанирович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазовое дело
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Бюджет проекта – не более 2 500 000 руб., в т.ч. затраты по оплате труда – не более 60 000 руб</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Значение показателя интегральной ресурсоэффективности – не менее 4 баллов из 5 Районный коэффициент – 1,5 Надбавка за вахтовый метод работы - 16%</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления во внебюджетные фонды 31%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Технико-экономическое обоснование проекта; Анализ конкурентных технических решений;</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Разработка плана реализации проекта Расчет сметы затрат на закачку вспененной композиции</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

График реализации проекта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Магеррам Али оглы	Д.э.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г2	Ганеев Артем Фанирович		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения проектной работы с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1.1 Техничко-экономическое обоснование проекта

Одной из актуальных проблем разработки х нефтяного месторождения является повышение эффективности нефтепромысловой подготовки углеводородов. Решение этой проблемы можно за счет использования деэмульгатора, имеющего наиболее эффективные свойства для промысловой подготовки продукции скважин месторождения.

Техничко-экономическое обоснование определяет экономический эффект производства новых деэмульгаторов за счет снижения затрат при проведении опытно-промысловых испытаний (ОПИ) для сравнения содержания остаточной воды (обводненности нефти) на входе и выходе УПН.

Целью ОПИ деэмульгаторов является получение окончательных данных для технико-экономического обоснования его промышленного применения, а именно определение удельного расхода деэмульгатора, обеспечивающего требуемый уровень эффективности действия ХР, и уточнение технологии применения. Оценка эффективности действия деэмульгаторов при проведении ОПИ основана на сравнении содержания остаточной воды (обводненности нефти) на входе и выходе УПН до и после обработки. На УПСВ оценка эффективности действия деэмульгаторов при проведении ОПИ основана на сравнении содержания остаточной воды (обводненности нефти) на входе и выходе установки до и после обработки деэмульгатором и сравнении содержания нефтепродуктов в сбрасываемой воде на выходе установки до и после обработки деэмульгатором.

Современные деэмульгаторы должны являться реагентами комплексного действия, т.е. обладающими как деэмульгирующими, так и антикоррозионными свойствами, так как органические вещества, применяющиеся в качестве

ингибиторов коррозии, это чаще всего соединения, содержащие гетероатомные включения в виде азота, серы, фосфора, кислорода.

Dissolvan 4411 имеет самое низкое остаточное содержание воды в нефти, особенно в оставшейся неразрушенной форме эмульсии.

Эти исследования показывают, что при температуре 50 ° С и времени стабилизации 2 часа испытанный деэмульгатор ДИН-2Д может высушивать нефть до остаточного содержания менее 1,5% при дозе 40 г / т.

Для полного разрушение эмульсии с выделением практически всей содержащейся воды деэмульгатором ДИН-2Д, необходимо увлечь дозировки реагентов. Для закачки жидких деэмульгаторов, замедлителей схватывания и ингибиторов коррозии в трубопроводы системы транспортировки и переработки нефти на месте в соответствии с дозами, с целью демонтажа труб и защиты труб и оборудования от коррозии используют БРХ-25.

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам, и позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

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

Данный анализ помогает оценить недостатки решения и учесть их для его совершенствования. В таблице 4.1 приведена оценочная карта деэмульгаторов Dissolvan 4411(K1), ДИН-2Д(K2), рассмотренных в работе.

Таблица 4.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бф	Бк1	Бк2	Кф	Кк1	Кк2
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение качества товарной нефти	0,15	5	4	4	0,75	0,60	0,60
2. Соответствие деэмульгатора заявленным критериям производителя	0,10	5	4	4	0,50	0,40	0,40
3. Оценка количества отделившейся воды при 40°C	0,10	4	5	3	0,40	0,50	0,30
4. Динамика сброса воды	0,10	5	4	4	0,50	0,40	0,40
5. Остаточное содержание нефтепродуктов в сбрасываемой воде	0,10	5	5	4	0,50	0,50	0,40
6. Толщина эмульсионного слоя в отстойнике (в резервуаре)	0,10	5	4	3	0,50	0,40	0,30
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,06	5	5	4	0,30	0,30	0,24
2. Удешевление процесса подготовки нефти и воды	0,06	5	3	3	0,30	0,18	0,18
3. Уровень проникновения на рынок	0,06	4	4	3	0,24	0,24	0,18
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,06	5	5	5	0,30	0,30	0,30
5. Финансирование научной разработки	0,03	5	5	4	0,15	0,15	0,12
6. Срок выхода на рынок	0,04	5	4	3	0,20	0,16	0,12
7. Наличие сертификации разработки	0,04	5	5	5	0,20	0,20	0,20
Итого	1	63	57	49	4,84	4,33	3,74

Полученные значения говорят об эффективности научной разработки и позволяют определить направления для ее будущего повышения. Разработка является конкурентоспособной, уникальной и простой в применении, но следует увеличить перспективность на рынке и получить сертификацию разработки.

Согласно оценочной карте можно отметить, что К1, деэмульгатор Dissolvan 4411, по многим показателям превосходит конкурента К2, но в то же время по шести пунктам уступает фактическому решению Ф.

К2 – деэмульгатор ДИН-2Д во многом уступает К1, но более привлекателен по цене. Не рекомендуется использовать в качестве базового

деэмульгатора, так как имеются более эффективные варианты, но отлично подойдет в качестве дополнительного в перспективе использования свойства синергии.

4.2 План-график реализации проекта

Мероприятие проводит бригада, в которую входят один слесарь-ремонтник 5 разряда, один оператор 5 разряда и один мастер по химической обработке. Внутренним трудовым распорядком рабочего дня в организации определяется продолжительность рабочей смены 12 часов.

Календарный план – графическое представление выполненных работ. Диаграмма Ганта позволяет отобразить календарный план. На данной диаграмме представлены этапы работ и период их выполнения. Каждый месяц разделен на декады.

Таблица 4.2 – Календарный план-график реализации проекта

Вид работ	Исполнители	кал. дней	Продолжительность выполнения работ													
			число													
			1	2	3	8	9	10	15	16	17	22	23	24		
закачка жидких деэмульгаторов	слесарь-ремонтник 5 разряда	4	■			■					■			■		
закачка жидких деэмульгаторов	оператор 5 разряда	8		■	■		■	■			■	■			■	■
приготовления растворов	мастер по химической обработке	4	■			■				■			■			

Условные обозначения:

- - слесарь-ремонтник 5 разряда.
- - оператор 5 разряда
- - мастер по химической обработке.

Суммарное количество рабочих дней слесарь-ремонтника 5 разряда составляет 4 дня в месяце, суммарное количество рабочих дней оператора 5 разряда составляет 8, а мастер по химической обработке 4 дня.

4.3 Расчет сметы затрат на закачку вспененной композиции

4.3.1 Расходы на оплату труда и отчисления во внебюджетные фонды

Расчет фонда оплаты труда определяется исходя из численно-квалификационного состава рабочих и повременно-премиальной системы оплаты труда. При закачке задействованы:

Слесарь-ремонтник 5 разряда-1 чел, тарифная ставка 141.54 руб.

Оператор 5 разряда - 1 чел., тарифная ставка 127.08 руб.

Мастер по химической обработке -1 человек, тарифная ставка 173.4 руб.

Время на закачку - 12 часов.

Фонд оплаты труда производственных рабочих (ФОТр) представляет собой основную (Z_o) заработную плату.

$$\text{ФОТр} = Z_o, \text{ руб} \quad (4.1)$$

Основная заработная плата определяется по формуле:

$$Z_o = (Z_{\text{тр}} + Z_{\text{п}}) * K_{\text{т}}, \text{ руб} \quad (4.2)$$

где $K_{\text{т}}$ - районный коэффициент, 1,50;

$Z_{\text{тр}}$ - заработная плата по тарифу, руб;

$Z_{\text{п}}$ - размер премии, руб.

Заработная плата слесарь-ремонтника 5 разряда:

$$Z_o = 1,50 * (12 * 4 * (141.54) + 4214.59) = 16512.7 \text{ руб}$$

Заработная плата оператора 5 разряда:

$$Z_o = 1,50 * (12 * 8 * (127.08) + 4214.59) = 24621.4 \text{ руб.}$$

Заработная плата мастера по химической обработке:

$$Z_o = 1,50 * (12 * 4 * (173.4) + 4214.59) = 18806 \text{ руб.}$$

Суммарная заработная плата за выполнения мероприятия:

$$Z = 16512.7 + 24621.4 + 18806 = 59940.1 \text{ руб.}$$

отчисления во внебюджетные фонды 31%.

$$N_z = \text{ФОТр} * P_z / 100, \text{ руб} \quad (4.3)$$

где P_z - Ставки отчисления во внебюджетные фонды (31%)

$$N_z = 59940.1 * 31 / 100 = 18\,581 \text{ руб}$$

Расчет основной заработной платы сводится в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Расчет заработной платы

Исполнители по категориям	Трудо-емкость, чел.	Зарботная плата, приходящаяся на один чел.руб.	Всего зарботная плата по тарифу (окладам), руб.	отчисления во внебюджетные фонды, руб
Слесарь-ремонтник 5 разряда	1	16512.7	16512.7	5119
Оператор 5 разряда	1	24621.4	24621.4	7633
Мастер по химической обработке	1	18806	18806	5829
Итого:			59940.1	18 581

Таким образом за месяц слесарь-ремонтник 5 разряда получает 16512.7 руб, оператор 5 разряда 24621.4 руб., мастер по химической обработке 18806 руб. Суммарная зарботная плата за выполнения мероприятия составляет 59940.1 руб.

4.3.2 Расчет затрат на вспомогательные материалы

Затраты на вспомогательные материалы определяются умножением количества каждого материала на цену единицы соответствующего материала:

$$C_{ВМi} = Q_i * Ц_i, \text{руб} \quad (4.4)$$

где Q_i - количество i -го материала, тн;

$Ц_i$ - цена единицы i -го материала, руб.

Таблица 4.4 - Затраты на материалы

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб, сут	Сумма, руб, месяц
Dissolvan 4411	т	10	4010	40100	160400
ДИН-2Д	т	30	2960	88800	355200
Итого					515600

4.3.3 Расчет затрат на технологические операции

Затраты на проведение технологических операций определяются:

$$З_{то} = t_{mi} * C_{мчи}, \text{руб} \quad (4.5)$$

где t_{mi} – время на технологическую операцию, осуществляемую i -ым транспортом, час

$C_{мчи}$ – стоимость одного машино-часа i -го транспорта, руб

Таблица 4.5 – Расчет затрат на проведение технологических операций

Наименование транспорта	Время на тех.опер., час	Стоимость работы, за час руб	Затраты на тех.опер., руб.сутки	Затраты на тех.опер., руб.за месяц
Dissolvan 4411				
БРХ-25	12	1323	15876	476280
Электроэнергия	12	8,6	103.2	3096
Итого			15979.2	479376
ДИН-2Д				
БРХ-25	36	1323	47628	1428840
Электроэнергия	36	8,6	309.6	9288
Итого			47937.6	1438128

Таблица 4.6 – Совокупный бюджет проектной работы

Показатель	Значение
Затраты на оплату труда ,руб	59940.1
Затраты на материалы, руб	515600
Затрат на проведение технологических операций, руб	1917504
Всего затрат, руб	2493044.1

Таким образом общий бюджет использования деэмульгатора Dissolvan 4411 составляет 2493044.1 рублей.

4.4 Расчет экономического эффекта от применения комплексного состава для защиты от коррозии и деэмульсации нефти

Исходные данные и расчет экономического эффекта представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 - Расчет экономического эффекта от применения деэмульгаторов

Показатели	Ед. изм.	Базовый ингибитор (ДИН-2Д)	Новый ингибитор (Dissolvan 4411)	Экономический Эффект(+,-)
Смета затрат на 1 обработку на тех.опер.	руб, сут.	47937.6	15979.2	+31958.4
Смета затрат на тех.опер.	руб, год	8748612	2916204	+5832408
Затраты на материалы	руб, год	16206000	7318250	+8887750
Всего затрат	руб, год	24954612	10234454	+14720158
Экономический эффект за год, руб.				+14720158

Вывод по разделу

Таким образом экономический эффект заключается в дополнительной прибыли, остающейся в распоряжении предприятия, которая составляет 14720158 руб. Она образуется за счет уменьшения числа обработок и уменьшения затрат на одну обработку с 47937.6 руб. до 15979.2 руб.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б7Г2		Ганеев Артем Фанирович	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема ВКР:

Повышение эффективности технологии подготовки нефти на х нефтяном месторождении (Томская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение	<p><i>Объект исследования - установка подготовки нефти на Малореченском нефтяном месторождении</i> <i>Область применения – подготовка нефти и газа</i> <i>Рабочая зона: полевые условия</i> <i>Климатическая зона – субтропическая</i> <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: 1 установка подготовки нефти</i> <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: установки подготовки нефти</i></p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:	<ul style="list-style-type: none"> - Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 1 марта 2022 года) – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом - СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности
2. Производственная безопасность при эксплуатации:	<p>Вредные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенный уровень шума на рабочем месте. – Превышение уровня вибрации – Отклонение показателей климата на открытом воздухе. – Повышенная загазованность воздуха, работа с вредными веществами. – Укусы насекомых/животных <p>Психофизические факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Физические нервно-психические перегрузки. <p>Опасные производственные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий; 2. Производственные факторы, связанные с повышенным образованием электростатических зарядов на корпусе разрабатываемого устройства; 3. Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов; 4. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и

	<p>механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрушивающиеся горные породы; падающие деревья и их части;</p> <p>5. Работа с сосудами под давлением.</p> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: использование защитных костюмов, перчатки, виброизолирующая обувь, беруши, наушники, защитные ограждения, репелленты, сетки.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: загрязнение территории нефтепродуктами при аварии. Класс опасности производства III. Размер СЗЗ 800 м.</p> <p>- Воздействие на литосферу: загрязнение почв нефтью и нефтепродуктами при авариях на кустовых площадках, утилизация ТБО и элементов отработавшего оборудования.</p> <p>- Воздействие на гидросферу: разливы попутных вод, поступление загрязняющих веществ в результате аварийных утечек из нефтепроводов, продукты жизнедеятельности персонала</p> <p>- Воздействие на атмосферу: основные источники выбросов, загрязняющие веществ.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> -пожары, -взрывы, -геологические воздействия (оползни, обвалы, провалы территории и т.д.); - природные (наводнения, ураган и т.д.) <p>Наиболее типичная ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> - пожар
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г2	Ганеев Артем Фанирович		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров. Сущность работ заключается в выполнении следующих технологических операций: осуществление работ по заданному режиму скважины, контроль за системами подачи реагента в скважину, обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования, используемого при добыче нефти и газа. Работы выполняются круглогодично.

Объектом исследования данной работы являются х месторождение. В данной работе будут анализ факторов, влияющие на скорость коррозии, анализ видов коррозии и методов борьбы с ней.

Данный раздел дипломной работы посвящен созданию оптимальных норм мероприятий для обеспечения благоприятных, безопасных условий труда и повышения его производительности, а также будет уделено особое внимание охране окружающей среды. При разработке раздела учитывались действующие нормативно-технические документы, обеспечивающие безопасность и экологичность проекта.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Рабочая смена за пультом управления составляет 12 часов. Контроль над работой оборудования должен происходить всегда, то есть работы проводятся в две смены. Запрещен допуск к работе женщин и подростков, также сотрудников, не имеющих допуск к работе. Каждому оператору в обязательном порядке выдается 2 комплекта спецодежды. Оператор может устранять мелкие неполадки в работе установки, но запрещается допуск к устранению серьезных поломок. При обнаружении таковых незамедлительно сообщить сменному инженеру и вызвать бригаду ремонтников.

Трудовое законодательство РФ должно регулировать отношения между работником и организацией-работодателем. Статья 212 ТК РФ обязует

работодателя обеспечить безопасными условиями и охраной труда работников, что включает в себя безопасность при работе с оборудованием, сырьем и материалами, а также при выполнении технологических процессов. Продолжительность рабочего дня, согласно трудовому кодексу, составляет до 40 часов в неделю и до 36 часов в неделю для персонала, работающего на местах, где условия труда определены как вредные 3 и 4 степени. Установлено предоставление ежегодного отпуска длительностью 28 календарных дней, а также дополнительного отпуска для работников, выполняющих трудовой договор на местах с опасными или вредными условиями. В течение рабочего дня работнику предоставляется перерыв, не превышающий 2 часа, а также перерыв 30 минут, не включаемый в регламентированное рабочее время.

Рабочая площадка оператора представляет собой кустовую площадку, расположенную на определённом удалении от основного места пребывания. Кустовая площадка оборудована блоком управления погружного оборудования, автоматической групповой замерной установкой, а также сетью фонтанных арматур со специально установленными площадками для удобства и безопасности выполнения оператором необходимых технологических операций, согласно нормам технологического проектирования объектов сбора, транспортировки, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений.

5.2 Производственная безопасность

Выполнение данного вида работ сопровождается следующими вредными и опасными факторами, приведенными в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте название рабочего места

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными климатическими параметрами на местонахождении работающего	требования к факторам, связанным с аномальными климатическими параметрами на местонахождении работающего устанавливаются СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"

Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристиками шума	требования к уровню шума устанавливаются ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
Превышение уровня вибрации	требования к вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность
Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
Физические нервно-психические перегрузки	требования к физическим нервно-психическим перегрузкам устанавливаются ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования
Укусы насекомых/животных	требования к укусам насекомых/животных устанавливаются ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования
Электробезопасность	требования к электробезопасности устанавливаются ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
Производственные факторы, связанные с повышенным образованием электростатических зарядов на корпусе разрабатываемого устройства	требования к повышенному образованию электростатических зарядов устанавливаются ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля
Работа с оборудованием, находящемся под давлением;	требования к оборудованию, находящемуся под давлением устанавливаются НП-044-18 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под избыточным давлением, для объектов использования атомной энергии.
Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов	требования к неподвижным режущим, колющим, обдирающим, разрывающим частям твердых объектов устанавливаются ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования	требования к движущимся машинам и механизмам устанавливаются ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности

Отклонения показателей климата на открытом воздухе. Согласно нормативно технической документацией (НТД) при нормировании параметров климата выделяют холодный период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха, равной +10°C и ниже и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше +10°C.

Работающие на открытом воздухе в холодное время года обеспечиваются комплектом средств индивидуальной защиты (СИЗ) от холода с учетом климатического региона (пояса). Средства индивидуальной защиты, применяемые при работе в холодный период года:

- Утеплённый комплект спецодежды
- Утеплённые перчатки
- Утеплённый подшлемник
- Ударопрочная каска
- Очки, защищающие органы зрения
- Утеплённая обувь при температуре воздуха ниже $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ следует предусматривать защиту лица и верхних дыхательных путей.

Превышение уровня шума. Основной источник создаваемого шума на производстве – работа технологического оборудования. Эти виды механического шума являются постоянными, его уровень не должен превышать 50 дБ. Длительное пребывание в зоне с повышенным уровнем шума на производстве может привести к ухудшению работы слухового аппарата сотрудников месторождений, в результате чего у них могут развиваться различные хронические заболевания, такие как тугоухость. Основным средством индивидуальной защиты от шума на х месторождении являются наушники.

Превышение уровня вибрации. Источником создаваемой вибрации на производстве является работа технологического оборудования, в первую очередь насосов, эта вибрация является постоянной и не должна превышать 0,2 мм/сек. Превышение уровня вибрации может оказать негативное действие на работников, в результате чего у них может развиваться вибрационная болезнь. Основными средствами защиты от вибрации на х месторождении являются виброзащитная обувь и виброизоляционные коврики.

Повышенная загазованность и запылённость рабочей зоны
Повышенная запыленность и загазованность воздуха. Операции по интенсификации притока на скважинах сопровождаются задействованием большого количества транспортных средств и агрегатов, которые в условиях

песочной среды кустов месторождения поднимают в воздух огромное количество пыли и выделяют несметное число газов, которые воздействуют на организм человека.

Величина такого воздействия зависит от химического состава пыли, который в свою очередь характеризует такой параметр, как биологическая активность пыли. В соответствии с этим параметром, пыль бывает раздражающего действия (неорганическая и древесная пыль) и токсического (пыль хрома, мышьяка и др. веществ). В запыленном воздухе дыхание человека становится затрудненным, кислород насыщает кровь менее интенсивно, от чего могут возникнуть легочные заболевания. Содержание вредных веществ в воздухе регламентируется системой стандартов безопасности труда с помощью предельно допустимой концентрации (ПДК) отдельных веществ в воздухе. В ГОСТ 12.1.005-88 приведены ПДК для предельных алифатических углеводородов C₂-C₁₀(в пересчете на углерод) в воздухе рабочей зоны, которые составляют 300 мг/м³ – среднесменная, 900 мг/м³ – максимальная разовая (ПДК метана - 7000 мг/м³).

Физические нервно-психические перегрузки. Физические нервно-психические перегрузки. Психологические проблемы могут возникнуть в результате либо умственного перенапряжения, повышенных эмоциональных нагрузок.

При выполнении работ на компьютере работник связан с такими физическими и нервно-психическими перегрузками, как зрительное напряжение, монотонность трудового процесса, нервно-эмоциональные перегрузки. Продолжительная работа на дисплее компьютера, может привести к нервноэмоциональному перенапряжению, нарушению сна, ухудшению состояния, снижению концентрации внимания и работоспособности, хронической головной боли, повышенной возбудимости нервной системы, депрессии. Повышенные статические и динамические нагрузки у пользователей ПК приводят к жалобам на боли в спине, шейном отделе позвоночника и руках. Для существенного снижения таких нагрузок необходимы частые перерывы в

работе и эргономические усовершенствования, в том числе оборудование рабочего места так, чтобы исключать неудобные позы и длительные напряжения.

Укусы насекомых/животных. В летний и осенний период особенно тягостны для человека летающие кровососущие насекомые. Они забираются под одежду, в нос, уши, наносят укусы, также многие насекомые переносят различные вирусы и бактерии. Для борьбы с кровососущими насекомыми необходимо носить специальную одежду (энцефалитный костюм), а также использовать различные аэрозоли, спреи и мази от насекомых. Обеспечивать возможность создания у работающих с патогенными микроорганизмами специфического активного или пассивного иммунитета; обеспечивать нормирование продолжительности труда во вредных условиях; обеспечивать возможность повышения сопротивляемости организма (профилактическое питание).

Профилактические прививки проводятся для предупреждения возникновения и распространения инфекционных болезней. Данные о прохождении медицинских осмотров, наряду с информацией об обязательных прививках для работников подлежат внесению в медицинскую документацию, сертификаты профилактических прививок, личные медицинские книжки и учету в медицинских организациях, осуществляющих медицинское обслуживание работников.

Электробезопасность. Технологические операции с химическими веществами, являющимися хорошими диэлектриками, сопровождаются образованием электрических зарядов – статического электричества. Величина возникающего заряда статического электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником зажигания и возникновения пожара.

Для устранения опасности разрядов статического электричества при технологических операциях необходимо предусматривать следующие меры:

- заземление резервуаров, цистерн, трубопроводов;

- снижение интенсивности генерации зарядов статического электричества путем уменьшения скорости налива реагента при правильном подборе диаметра трубопровода.

На месторождениях необходимо соблюдать меры по предупреждению опасности воспламенения парогазовых потоков от электрической искры:

- в трубопроводах и аппаратах для предотвращения возникновения опасных искровых разрядов при движении горючих газов и паров должны везде, где это технологически допустимо, обеспечиваться однофазовые газовые потоки, исключая твердые и жидкие частицы.

– не должно допускаться во взрывоопасной среде истечение паров и газов через не плотности из аппаратов, трубопроводов, скважин, находящихся под высоким давлением, так как это вызывает сильную электризацию.

– необходимо минимизировать наличие примесей в газовой и нефтяной структуре, поскольку интенсивность образования зарядов статического электричества увеличивается при их наличии.

На кустовых площадках возможно проведение огневых работ, в частности работа болгаркой и сварочным агрегатом. Основными источниками пожарной опасности при сварке, осуществляемой электрической дугой, являются: пламя дуги, искры раскаленного металла, недоиспользованные электроды; электрические дуги и искры, короткие замыкания и другие неисправности в электрооборудовании.

Мероприятия по защите электрооборудования от пробоя изоляции состоят в установке устройств защитного отключения на приборах и ограничение напряжения до 12-36 В при использовании переносных электроприборов, а также освещения. Согласно ГОСТ Р 12.1.019-2017 обязательно использование средств защиты от поражения электрическим током. К индивидуальным средствам защиты относятся диэлектрические перчатки и обувь, изолированные рукоятки инструментов, изолирующие подставки.

Работа с оборудованием, находящемся под давлением. Аппараты и оборудование, внутри которого давление газа или жидкости превышает

атмосферное, относятся к сосудам, работающим под давлением. При выходе из строя регулирующих и предохранительных клапанов, а также превышение максимально допустимого рабочего давления оборудования приводят к его разрушению и нанесению травм работникам, находящимся на кустовой площадке или в помещении. Осколки оборудования от взрыва могут травмировать работника. Оператор ДНГ подвержен также воздействию вредных и опасных химических веществ, которые при разгерметизации аппаратов могут попасть на работника. Для предупреждения таких ситуаций Приказом Ростехнадзора № 116 от 25.03.2014 г. утверждены «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением».

Неподвижные режущие, колющие и т.д. части твердых объектов.

При работе есть угроза получить порезы от острых кромок, заусенцев, шероховатости деталей и заготовок. В целях обеспечения безопасности работников на рабочих местах применяют СИЗ: защитные перчатки и спец. одежда, инструктаж по ТБ.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.

Возможность получения механических травм при нарушении требований промышленной безопасности обслуживания движущихся и вращающихся частей механизмов (вентиляторы, насосы, компрессора, подъемные механизмы и др.), что в результате может вызвать ушибы, травмы, сдавливания конечностей и переломы обслуживающего персонала.

Воздействие фактора на организм человека: негативным последствием данного фактора, являются травмы высокой степени, вплоть до летального исхода.

Предлагаемые средства защиты: средствами коллективной защиты являются ограждение территории проведения работ. Средствами индивидуальной защиты являются каска, перчатки, очки и специальная обувь.

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: работы с применением спецтехники и спецоборудования должны проводиться в

присутствии ответственного за безопасное проведение работ. Работники должны соблюдать охрану труда и технику безопасности при работе со спецоборудованием и рядом со спецтехникой. Оборудование должно быть исправно и пригодно для безопасного производства работ. Проводится плановая проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов при их обнаружении, согласно ГОСТ 12.2.003-91.

5.3 Экологическая безопасность

Защита селитебной зоны. На этапе эксплуатации месторождения происходит нарушение целостности грунтов вследствие строительства новых и реконструкции существующих кустовых площадок, дорог, трубопроводов и других объектов инфраструктуры. При этом формируются новые формы рельефа, как положительные (валы, насыпи, отвалы разнообразных грунтов), так и отрицательные (земляные амбары, карьеры, траншеи). Перестройка рельефа, сопровождающаяся дезинтеграцией грунтовых масс и изменениями условий водостока, активизирует, а иногда и изменяет рельефообразующие процессы, что сопровождается возникновением вторичных форм рельефа – промоин, просадок, оползней, оврагов.

Основными типами антропогенных воздействий на селитебную зону, являются:

- газоконденсатное и метанольное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства
- технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;
- загрязнение промышленными и бытовыми отходами;
- развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне строительства и эксплуатации объектов (изменение поверхностного стока, заболачивание, подтопление, развитие оврагов, оползней, эрозии, активизация криогенных процессов на участках распространения многолетнемерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод).

И как следствие от вышеотмеченных воздействий на селитебную зону:

- сокращение ареалов редких видов растений, площадей, занятых ягодниками, лекарственными растениями и другими ценными видами флоры;
- сокращение потерь газа; повышение герметичности и надежности газопромыслового оборудования;
- высокая степень утилизации отходов газа;
- оптимизация процессов сжигания топлива при одновременном снижении образования токсичных продуктов сгорания.

В процессе разработки месторождений проводятся мероприятия, направленные на повышение экологической безопасности представленные в таблице 5.2. В частности, ведется реконструкция действующих производств, вносятся изменения в противокоррозионные мероприятия, трубопроводного транспорта, совершенствуются технологии подачи химических веществ.

Таблица 5.2 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при эксплуатации систем подачи химических веществ

Вода и водные ресурсы	Химическими веществами	Полигон для их дальнейшей утилизации.
	Засорение почвы производственными и бытовыми отходами	Отходы производства направляются на переработку и обезвреживание по договору со специализированными организациями.
	Загрязнение промышленными стоками	Подготовка промышленных стоков и дальнейшее использование в системе сбора
	Загрязнение бытовыми стоками	Созданы очистные сооружения для бытовых стоков (канализационные устройства, септики)
Воздушный бассейн	Выбросы вредных и токсичных веществ	Модернизация и тщательный контроль за оборудованием

Источником загрязнения атмосферы является сброс газа на горизонтальное факельное устройство (ГФУ), которым управляет оператор ТУ с компьютера. В настоящее время для контроля за наличием определенной концентрации

вещества в атмосфере установлено два норматива: среднесуточная предельно-допустимая концентрация и максимальная разовая предельно-допустимая концентрация. Под первой понимается концентрация, осредненная на какой-то продолжительный промежуток времени, под второй – за период двадцатиминутного измерения.

С целью регулировать концентрацию вредных веществ в атмосфере (не должна превышать ПДК), пылегазовые выбросы рассеиваются через высокие трубы. Кроме того, введен предельно-допустимый выброс (ПДВ), который также четко контролируется на промыслах. Мероприятия по снижению отрицательного воздействия на атмосферу: данный газ использовать для обогрева помещений[32].

Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти, химические реагенты и воды с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

Пути попадания токсичных загрязнений в природные воды:

- поступление токсичных веществ из шламовых амбаров в грунтовые воды;
- загрязнение грунтовых вод в результате отсутствия гидроизоляции технологических площадок;
- попадание загрязнений в грунтовые воды при аварийных разливах нефти, сточных вод и других отходов в результате порывов трубопроводов;
- поступление нефти и минерализованных вод в подземные воды в результате перетоков по затрубному пространству при некачественном цементировании скважины и ее не герметичности.

Загрязнение почв нефтью приводит к значительному экологическому и экономическому ущербу: понижается продуктивность лесных ресурсов, ухудшается санитарное состояние окружающей среды. Земельные участки, отведенные в постоянное пользование, благоустраиваются с использованием

предварительно снятого почвенно-растительного слоя. Земли, передаваемые во временное пользование, подлежат восстановлению (рекультивации).

Земельные участки приводятся в пригодное для использования по назначению состояние в ходе работ, а при невозможности этого не позднее, чем в течение года после завершения работ. Рекультивация нарушенных земель по трассам линейных трубопроводов носит природоохранное направление и выполняется в два этапа: Технический этап рекультивации состоит из сбора пролитой нефти, срезки почвенно-растительного слоя толщиной 0,2-0,4 м и перемещения его во временные отвалы до начала строительных работ. Возвращения этого слоя из отвалов и планировки рекультивируемой поверхности по окончании строительства. Биологический этап рекультивации включает дискование почвы боронами в один след, поверхностное внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав механическим способом.

Для обеспечения потребности объектов строительства в грунте предусматривается использование месторождений песка, разрабатываемых гидромеханизированным способом. После окончания работ производится рекультивация карьера путем восстановления почвенно-растительного слоя с посевом трав.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Виды ЧС, которые могут возникнуть в условиях нефтегазопромысла:

- Пожары
- Взрывы

Пожалуй, главная опасность на такого рода промыслах заключается в непредвиденном возникновении пожаров, которые могут привести к трагическим последствиям. Дабы не допустить пожарных ситуаций между отдельными объектами нефтегазопромыслов должны выдерживаться противопожарные размеры: от устья скважины до насосных станций и резервуаров не менее 40 м, до газокompрессорной станции – 60 м, до общественных зданий – 500 м.

Любое проявление открытого огня или возгорания необходимо незамедлительно ликвидировать с помощью первичного инвентаря пожаротушения или струей воды, инертного газа, либо изоляцией от воздуха и т.д.

При выбросе нефти или газа со скважины, авариях на трубопроводах и при выполнении технологических операций, может возникнуть газоопасная ситуация, которая характеризуется наличием сероводорода в рабочей зоне концентрацией, превышающей 3 мг/м³, либо получением извещения об аварии. План мероприятий по обеспечению безопасности рабочего персонала должен включать в себя стратегию эвакуации рабочих и пункт сбора, систему оповещений и радио- и телефонной связи. Предупреждение ЧС – не менее важный пункт, чем их ликвидация. К мерам предупреждения ЧС относятся:

- повышение надежности технологического оборудования;
- совершенствование рабочих процессов;
- своевременное обновление используемых материалов, агрегатов и установок;
- применение высококачественного сырья и материалов;
- участие в работах высококвалифицированного персонала.

Процесс ликвидации пожара состоит из трёх этапов:

1. Этап – подготовка к ликвидации горения (локализация очага горения при помощи охлаждения оборудования и техники в зоне пожара, водяных экранов, при необходимости строят искусственные водоёмы, прокладывают трубы для подвода воды к месту пожара.)

2. Этап – ликвидация горения:

3. Этап - охлаждение устья скважины и орошение не горящего фонтана после ликвидации горения в течении времени для установки запорной арматуры.

Вывод по разделу

Таким образом объект по электробезопасности относится к особо опасным помещениям, повышенная влажность воздуха более близка к 100%, присутствие в воздухе едких газов, паров жидкостей, которые разрушают изоляционные оболочки электрооборудования и кабелей.

Обслуживание электроустановок должны выполнять работники субъекта электроэнергетики (потребителя электрической энергии), из числа оперативного и оперативно-ремонтного персонала, а также работники из числа административно-технического персонала в случаях предоставления соответствующих прав оперативного (оперативно-ремонтного) персонала, имеющие V группу по электробезопасности при эксплуатации электроустановок выше 1000 В, IV группу по электробезопасности при эксплуатации электроустановок до 1000 В.

По тяжести труда относится к четвертой категории тяжести относятся работы, при выполнении которых в организме исполнителя формируется глубокое пограничное функциональное состояние. Для этой категории характерно снижение работоспособности, повышается уровень общей заболеваемости, появляются производственно обусловленные заболевания, растет количество и тяжесть производственных травм.

По взрывопожарной и пожарной опасности объект относится к категории А - повышенной взрывопожароопасности (горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 °С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа, и (или) вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом, в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 кПа.

По пожарной опасности объект относится к категории АН - повышенной взрывопожароопасности (на объекте присутствуют (хранятся, перерабатываются, транспортируются горючие газы, легковоспламеняющиеся

жидкости с температурой вспышки не более 28 °С, вещества и (или) материалы, способные гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха и (или) друг с другом).

Объект по негативному воздействию на окружающую среду относится к объектам II категории.

Заключение

Данная работа посвящена повышению эффективности технологии подготовки нефти на х месторождении.

Образующаяся в процессе производства смесь нефти и воды образует водно-нефтяная эмульсия с высокой агрегативной устойчивостью и высокой вязкостью. При увеличении содержания воды в водонефтяной эмульсии возникают проблемы с ее подготовкой. Самый дешевый и популярный способ разрушения устойчивых эмульсий это использование различных деэмульгаторов. Также в нефтяной промышленности широко применяется метод гравитационного отстаивания эмульсии. На практике трудно дать точную оценку того, как функциональная группа составов будет работать в конкретных обстоятельствах до лабораторных испытаний. Это связано с тем, что проявляемые ими свойства во многом зависят от свойств конкретных эмульсий и технологических условий.

В результате лабораторных исследований деэмульгаторов комплексного действия, Dissolvan 4411 имеет самое низкое остаточное содержание воды в нефти (0,5 %), особенно в оставшейся неразрушенной форме эмульсии.

В работе предлагается использование установки улавливания легких фракций для снижения потерь легких фракций углеводородов при подготовке нефтей на х месторождении.

Установка улавливания легких фракций сократит потери легких фракций углеводородов из резервуаров хранения нефти на х месторождении на 98%, что снизит уровень пожароопасности, улучшит экологическую обстановку, сэкономит ценное сырье для технологических процессов. Компрессор роторно-пластинчатого типа для УУЛФ является более энергоэффективным и долговечным, чем любой конкурирующий тип компрессорного оборудования, и в настоящее время становится все более и более распространенным на рынке.

Применение установки улавливания легких фракций компрессионного типа с пластинчато-роторным компрессором позволит полностью сократить потери легких углеводородных фракций из пластов рассматриваемого

месторождения, улучшить экологическую обстановку, снизить уровень пожароопасности и сохранить ценнейшее сырье процесс нефтепереработки. При использовании в установке вышеуказанного компрессора он будет более долговечным и не потребует больших капитальных затрат на ремонт.

Список используемых источников

1. Хамидуллин, Р.Ф. Физико-химические основы и технология подготовки высоковязких нефтей: дис. докт. техн. наук: 02.00.13 / Хамидуллин Ренат Фаритович. - г. Казань: КГТУ, 2002. - 363 с.
2. Арнольд К., Стюарт М. Справочник по оборудованию для комплексной подготовки нефти. Промысловая подготовка углеводородов/Перевод с английского. – М.:ООО «Премиум Инжиниринг», 2011. – 776 с
3. Каспарьянц, К. С. Процессы и аппараты для объектов промышленной подготовки нефти и газа / К. С. Каспарьянц, В. И. Кузин, Я. Г. Григорян. – М.: Недра, 1977. – 254 с.
4. Ивашкина Е.Н., Левашова А.И., Юрьев Е.М. Теоретические основы химической технологии топлива и углеродных материалов: учебное пособие.- Томск: Изд-во ТПУ, 2012. - 232 с.
5. Крюков, В. А. Совершенствование предварительного сброса воды на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз» / В. А. Крюков, Н. В. Пестрецов // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 4. – С. 114-116.
6. Соркин, Я. Г. Применение поверхностно-активных веществ в нефтяной промышленности / Я. Г. Соркин, Я. И. Нелькенбаум. - М: Гостоптехиздат, 1963. - С. 252-264.
7. Ахметов, С.А. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа. [Текст]: Учебное пособие / С.А. Ахметов, Т.П. Сериков, И.Р. Кузеев, М.И. Баязитов; под. ред. С.А. Ахметова. – СПб.: Недра, 2006. – 868 с
8. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды: учебник для вузов / Г.С. Лутошкин. – М.: ООО ТИД «Альянс», 2005. – 319с.
9. Силин М.А., Магадова Л.А., Толстых Л.И., Давлетшина Л.Ф., Цыганков В.А. Промысловая химия: учебное пособие.-М.: Российский Государственный университет нефти и газа. (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. — 350 с.

10. Технология переработки нефти. В 2-х частях. Часть первая. Первичная переработка нефти / ред. О.Ф. Глаголевой и В.М. Капустина. – Москва: Химия, 2007. – 400 с. – Текст: непосредственный.
11. Фаррахова, Л. И. Испытания катионных ПАВ в процессах деэмульгированных нефтей / Л. И. Фаррахова, А. А. Елпидинский, А. А. Гречухина, Р. Ф. Хамидуллин // Вестник Малореченского технологического университета. - 2011. - Т. 14. - № 2.- С. 39-42.
12. Ши, Г.Б. Нефтяные эмульсии и методы борьбы с ними / Г.Б. Ши. - М: Издательский дом ГОСТОПТЕХ, 1946. - 231 с.
13. Таранова, Л.В. Системный анализ процессов технологии и нефтегазопереработки [Текст] / Л.В. Таранова. – Тюмень : ТИУ , 2017. – 96 с.
14. Гулиянец, С.Т. Инновационные технологии в нефтехимии и решение экологических проблем [Текст]: монография / С. Т. Гулиянец. - Тюмень: ТюмГНГУ. - Режим доступа: <http://elib.tyuiu.ru>
15. Гурвич, Л. М. Многофункциональные композиции ПАВ в технологических операциях нефтедобычи / Л. М. Гурвич, Н. М. Шерстнев. – М.: ВНИИОЭНГ, 1994. 226 с.
16. Еремин И.Н. Влияние промежуточного слоя на процесс разделения водонефтяных эмульсий/ Еремин И.Н., Мансуров Р.И., Абызгильдин Ю.М. – Москва: Нефтепромысловое дело, 1984. – 65с.
17. Плохова, С. Е. Изучение влияния анионных и катионных ПАВ на деэмульгирующую эффективность неионогенных ПАВ / С. Е. Плохова, Э. Д. Саттарова // Вестник Малореченского Технологического Университета. - 2012. - № 5. - С. 39-40.
18. Петров А.А. Физико-химические основы процесса обезвоживания нефти и очистка сточных вод/ А.А. Петров, Г.Н. Позднышев. – Москва: Недра, 1971. – 197с.
19. Плохова, С. Е. Изучение влияния анионных и катионных ПАВ на деэмульгирующую эффективность неионогенных ПАВ / С. Е. Плохова., Э. Д.

Саттарова и др. // Вестник Малореченского технологического университета. - 2012. - № 5. - С. 39-40.

20. Пат. № 2414232, Российская Федерация, МПК С 10G33/04. Способ разрушения водонефтяных эмульсий с помощью деэмульгаторов / Л. П. Семихина, Е. Н. Москвина; заявитель и патентообладатель ГОУ ВПО «Тюменский государственный университет». - № 2009100450/04; заявл. 11.01.09; опубл. 27.07.10, Бюл. 4. – 5 с.

21. Лапига Е. Я. Учет процесса коалесценции капель при определении передаточных функций отстойных аппаратов / Е. Я. Лапига, В. И. Логинов // Нефть и газ. -1981. - № 6. - С. 51-55.

22. Методические указания к курсу химическая технология (анализ нефти и нефтепродуктов) / Собанов А.А. [и др.]; Казань: КГУ, 2011. - 56 с.

23. Зарипов А.Г. Комплексная подготовка продукции нефтегазодобывающих скважин. Том 2 – М.: Издательство МГГУ, 1996. -226 с.

24. Вагнер И.И., Нургалиева Д.Д. Потери легких фракций нефти в резервуарах// Международный школьный научный вестник. – 2019. – № 2-1. – С. 135-140

25. Хамидуллина, Ф. Ф. Разработка композиционного деэмульгатора для процессов подготовки продукции нефтяных скважин на поздней стадии эксплуатации месторождений / Ф. Ф. Хамидуллина, Р. Ф. Хамидуллин // Вестник Малореченского Технологического Университета. - 2014. - Т. 10. - № 9. - С. 258-263.