

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Кафедра теоретической и прикладной механики

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Модернизация отстойника нефти переливными перегородками

УДК 665.6.066.7-048.35

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Е	Банин Артем Викторович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав.каф. ТПМ, доцент	Пашков Е.Н.	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И.В.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Кырмакова О.С.	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пашков Е.Н.	к.т.н., доцент		

Томск – 2017 г.

Образец графика выполнения ВКР
Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Уровень образования магистратура
Кафедра теоретической и прикладной механики
Период выполнения весенний семестр 2016/2017 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2017
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
01.12.2016	<i>Литературный обзор</i>	20
01.02.2017	<i>Объект и методы исследования</i>	20
01.04.2017	<i>Расчетная часть</i>	40
25.05.2017	<i>Заключение. Оформление работы</i>	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. каф. ТПМ, доцент	Пашков Е.Н.	к.т.н., доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. каф. ТПМ, доцент	Пашков Е.Н.	к.т.н., доцент		

Запланированные результаты обучения ООП

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
Р1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
Р2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i>	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
Р3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
Р4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22;
Р5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20;
Р6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i> .	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
Р7	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23
Р8	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности; активно <i>владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-8; ПК-23

Форма задания на выполнение выпускной квалификационной работы

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Кафедра теоретической и прикладной механики

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

Пашков Е.Н.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5Е	Банину Артёму Викторовичу

Тема работы:

Модернизация отстойник нефти переливными перегородками

Утверждена приказом директора (дата, номер)

№2067/с от 23.03.2017

Срок сдачи студентом выполненной работы:

05.06.2017

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Рассмотреть отстойник нефти, установленный на установке подготовки нефти, газа и воды Северо-Останинского месторождения. Изучить показатели обводненности товарной нефти. Рассмотреть известные методы подготовки нефти.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Изучить вопросы модернизации отстойника нефти. Спроектировать новую внутреннюю конструкцию отстойника нефти. Рассчитать модель отстойника нефти с применением разработанной конструкции.</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Общий вид отстойника нефти</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Кырмакова Ольга Сергеевна, ассистент</p>
<p>Финансовый менеджмент</p>	<p>Шарф Ирина Валерьевна, доцент, к.э.н.</p>
<p>Иностранный раздел</p>	<p>Баранова Анастасия Викторовна, старший преподаватель</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>Обзор литературы</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>01.09.2016</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. каф. ТПМ, доцент	Пашков Е.Н.	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Е	Банин Артём Викторович		

Образец реферата к ВКР

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 86 с., 9 рис., 20 табл., 39 источников, 4 прил.

Ключевые слова: отстойник, нефть, подготовка, месторождение, обезвоживание, обессоливание, эмульсия

Объектом исследования является отстойник нефти, установленный на Северо-Останинском месторождении

Цель работы – спроектировать и рассчитать конструкцию отстойника нефти, позволяющую подготавливать нефть с требуемым процентом обводненности

В процессе исследования проводились обзор литературы, расчеты и моделирование

В результате исследования было произведено моделирование отстойника нефти с измененной конструкцией в специальной программе

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: процент обводненности нефти, давление и температуры

Степень внедрения: высокая

Область применения: установки подготовки нефти, газа и воды на месторождениях

Экономическая эффективность/значимость работы экономически выгодная модель модернизации отстойника

В будущем планируется применить результаты модернизации на действующих отстойниках нефти

Обозначения и сокращения

В настоящей работе применены следующие сокращения:

КНГКМ – Казанское нефтегазоконденсатное месторождение;

УПН – установка подготовки нефти;

ВНК – водонефтяной контакт;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ЭЦН – электроцентробежный насос;

УПТГ – установка подготовки топливного газа;

РВС – резервуар вертикальный стальной;

БКНС – блочная кустовая насосная станция;

ПДС – предельно допустимые сбросы;

ДНП – давление насыщенных паров;

ПДК – предельно допустимые концентрации;

ППД – поддержание пластового давления;

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

ОГМ – Останинская группа месторождений;

ФОТ – фонд оплаты труда;

ИТР – инженерно-технический работник;

ПР – прибыль от реализации;

ЧДД – чистый дисконтированный доход;

ИД – индекс доходности;

ПДК – предельно-допустимая концентрация;

ПШ – противогаз шланговый;

ПЛА – план ликвидации аварий;

ТБ – техника безопасности;

ГСМ – горюче-смазочные материалы;

ИП – извещатель пожарный;

ИПР – извещатель пожарный ручной;

НКПР – нижний концентрационный предел распространения пламени;

ЧС – чрезвычайная ситуация.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	11
1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ.....	12
1.1 Теоретические основы и технология процессов первичной подготовки нефти	12
1.2 Методы подготовки нефти	13
1.3 История развития промысловой подготовки.....	14
1.4 Нефтяные эмульсии и их свойства	17
1.5 Факторы, влияющие на образование эмульсии.....	23
1.6 Условия образования эмульсии.....	24
1.7 Необходимость обезвоживания нефти на нефтяных месторождениях	24
1.8 Обезвоживание и обессоливание нефти	25
2. ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ	29
2.1 Технология подготовки нефти	29
2.1.1 Общие сведения о месторождении.....	29
2.1.2 Общая характеристика производственного объекта.....	31
2.1.3 Характеристика исходного сырья, реагентов, выпускаемой продукции	33
2.1.4 Технологическая схема УПН	36
2.1.5 Этапы развития производства.....	49
2.1.6 Нормы технологического режима	41
3. ОСНОВНЫЕ РАСЧЕТЫ И МЕТОДЫ РАБОТЫ	43
3.1 Постановка задач работы	46
3.2 Методика расчета процесса отстаивания	48
4. РАСЧЕТ И АНАЛИТИКА	49
4.1 Расчет влияния основных технологических параметров на процесс отстаивания	50
4.2 Работа отстойника с переливными перегородками (реконструкция отстойника).....	50
4.3 Расчет отстойника с переливными перегородками.....	52
5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	54
6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	66
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	82
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	83
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	87

ВВЕДЕНИЕ

Нефтедобывающая отрасль является важным звеном экономики России.

Главная задача добывающих предприятий - добиваться высокого качества подготовки нефти для дальнейшей ее транспортировки к отечественным нефтедобывающим производствам. Высокие требования к качеству нефти актуальны в современных условиях и требуют совершенствования процессов их переработки.

Основным процессом на промыслах является подготовка нефти для дальнейшей ее транспортировки потребителю - нефтеперерабатывающим заводам или на экспорт. От высококачественной нефти напрямую зависят эффективность и надежность работы внутри промысловых и магистральных трубопроводов, стабильная работа нефтеперерабатывающих заводов, качество полученных из нее продуктов.

Установка подготовки нефти (УПН) предназначена для сбора и подготовки нефти, поступающей со скважин Северо-Останинского месторождения и с месторождений Пудинской группы, а также для приема и дальнейшей перекачки нефти по нефтепроводу Казанское НГКМ – Северо-Останинское – Лугинецкое [1].

На Северо-Останинском месторождении проводится предварительная дегазация нефти, сепарация и отделение пластовой воды, глубокое обезвоживание и обессоливание нефти. Готовой продукцией является подготовленная нефть до требований ГОСТ Р 51858-2002.

В этой работе мною рассмотрена установка подготовки нефти Северо-Останинского нефтегазового месторождения, главным образом технология обезвоживания и обессоливания нефти на УПН. Выявлены проблемные места и предложены пути их решения. Произведенные расчеты подтвердили правильность пути решения выявленных проблем.

1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

1.1 Теоретические основы и технологии процессов подготовки нефти

Извлекаемая из скважин нефть содержит в себе попутный газ, механические неорганические примеси, механические твердые частицы и пластовую воду. В воде растворены соли, чаще всего это хлориды натрия, кальция и магния, реже карбонаты и сульфаты.

В начальный период эксплуатации нефть обычно бывает безводная или с малым содержанием воды. При более длительной эксплуатации обводненность увеличивается и со временем достигает более 90%.

Такую грязную и сырую нефть, содержащую в себе газы (метан, этан, пропан, бутан и их соединения), а также неорганические компоненты (H_2S , CO_2), без предварительной подготовки нельзя транспортировать, для этих целей существует промысловая подготовка нефти.

Наличие пластовой воды в нефти удорожает ее транспортировку по трубопроводам и переработку. Перекачка балластовой воды ведет к росту транспортных расходов, что по сути бессмысленно (пластовая вода нужна для поддержания пластового давления в системе ППД), кроме того увеличивается вязкость нефти, образующая с пластовой водой эмульсию. Высокая вязкость нефти создает дополнительную нагрузку на насосы, это приводит к дополнительным энергозатратам. Механические примеси песка, глины, кристаллов солей, взвешенные в виде высокодисперсных частиц в нефти, адсорбируясь на поверхности глобул воды, образуют стабильные нефтяные эмульсии. Устойчивые (состаренные) эмульсии приводят к увеличению эксплуатационных затрат на обезвоживание и обессоливание промысловой нефти, а также к повышенному износу оборудования [2].

Вредное воздействие на работу установок промысловой подготовки нефти оказывают хлористые соли, содержащиеся в нефти. Соли оседают на стенках трубопроводов, уменьшая проходное сечение вплоть до полной закупорки. В печах подогрева нефти соли, отлагаясь на стенках змеевика, ухудшают теплообмен, вызывая прогары трубопровода. Хлориды

гидролизуются, образуя соляную кислоту. Соляная кислота разрушает стенки аппаратов, разъедая металл, приводя оборудование технологических установок в негодность. Соли, оставшиеся в нефти при дальнейшей переработке, накапливаются в остаточных нефтепродуктах – мазуте, гудроне и коксе, ухудшая их качество.

Присутствующие в нефти сернистые соединения в результате разложения выделяют сероводород, его соединения с хлористым водородом вызывают сильную коррозию металла. Во влажной среде присутствие хлоридов и сероводорода вызывает цепную взаимно инициируемую реакцию разъедания металла.

В зависимости от степени подготовки устанавливаются I, II и III группы нефти.

Таблица 1–Нормы подготовки нефти

Наименование показателя	Норма для группы			Метод испытания
	I	II	III	
1. Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100	300	900	По ГОСТ 21534-76
2. Массовая доля воды, %, не более	0,5	1,0	1,0	По ГОСТ 2477-65
3. Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05			По ГОСТ 6370-83 и по п. 3.2 настоящего стандарта
4. Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)			По ГОСТ 1756-52

1.2 Методы подготовки нефти

Качество подготовки нефти на промыслах и нефтеперерабатывающих заводах зависит во многом от различных моментов, таких, как разработка и эксплуатация нефтяных месторождений, особенности процессов перекачки нефти по магистральным трубопроводам. Все эти стороны тесно взаимосвязаны и влияют друг на друга. На выбор объектов подготовки нефти и применяемой на них технологии влияет ряд особенностей [28]:

- уровень развития теории оптимальных условий процессов разрушения эмульсий и очистки пластовых вод;

- геолого-климатические условия нефтедобывающих районов;
- размеры нефтяных месторождений и длительность их эксплуатации;
- методы разработки месторождений и способы воздействия на пласт (законтурное заводнение, применение ПАВ и т.д.);
- темпы отбора нефти и воды и абсолютные их объемы;
- удаленность месторождений от нефтедобывающих заводов и особенности перекачки нефти;
- взаимное расположение головных сооружений магистральных нефтепроводов и центральных пунктов сбора нефти и газа;
- особенности промышленной системы сбора, учета нефти и сепарации газа (герметизированная, негерметизированная, однострунная, двухтрунная и т.д.);
- номенклатура серийно выпускаемого оборудования;
- физико-химические свойства нефти, пластовых вод и образуемых ими эмульсий;
- требуемые качества подготовленной нефти.

1.3. История развития промышленной подготовки

Всё становление промышленных технологических процессов подготовки нефти – это хроника расширения познаний об образовании эмульсий в разных условиях, а кроме того исследования и использования разных средств интенсификации распределения потока на нефть, воду и газ. Всё становление промышленных технологических процессов подготовки нефти – это хроника расширения познаний об образовании эмульсий в разных условиях, а кроме того исследования и использования разных средств интенсификации распределения потока на нефть, воду и газ. Невзирая на огромное многообразие научно-технических методик подготовки нефти, применявшихся в промышленной и заводской практике, их возможно систематизировать, установив за правило такие технологические способы, применение которых приводило к большей эффективности технологии подготовки нефти на каждой ступени. Перечислим основные способы:

- на начальном уровне - применение принципа естественного расслоения эмульсии на нефть и воду в поле сил гравитации [29, 30, 35]:

- на второй ступени плюс к первой - применение средств интенсификации разрушения бронирующих оболочек на глобулах пластовой воды и снижения вязкости нефти (нагрев, деэмульгаторы, промывка в водном слое);

- на третьем уровне, при использовании преимуществ первых двух, - интенсификация процесса коалесценции и укрупнения капель (коалесцирующие фильтры, электрическое поле, гидродинамические коалесценторы, ультразвук);

- на четвертом уровне - применение средств интенсификации расслоения потока на нефть и воду (концевые делители фаз, трубная деэмульсация, расслоители потока и секционные каплеобразователи);

- на пятом уровне - прямое вытеснение глобул воды из эмульсии под действием энергии расширяющегося газа в дренажную воду;

- на шестом уровне, включающем все процессы пяти рассмотренных выше,

- расчленение процессов на отдельные элементы, осуществление каждого из них при наиболее благоприятном гидродинамическом режиме и совмещение их с другими процессами (транспортирование, сепарация газа, очистка, сброс воды и т.д.).

Формирование свежих теоретических взглядов на оптимальные обстоятельства разрушения эмульсий, очистки пластовых вод и сепарации нефтяного газа, разработка на этой основе высокоэффективной совмещенной технологии сбора, транспортирования и обработки продукции скважин формируются последующими главными критериями:

- поиск новых условий сбора и транспортировки продукции скважин, подготовке нефти, очистке пластовых вод и сепарации газа, как технологически автономных операций;

- замена строительства устаревших узлов сепарации, установки

подготовки нефти и очистных сооружений, так как они выделяются громоздкостью, повышенной металлоемкостью и требуют обслуживания специально созданными для этих целей службами;

- технологическим совмещением разных компонентов данных действий в промысловых системах сбора, коммуникационных и магистральных трубопроводах, товарных парках и другом оборудовании в процессе транспортирования продукции скважин до конечных пунктов, включая нефтеперерабатывающие заводы, и значительной завершенностью процессов перед поступлением жидкости и газа в аппараты окончательной обработки;

- универсальным применением оборудования и приличным повышением единичной производительности аппаратов, служащих в основном для завершения операций по сепарации газа, отделению воды от нефти и очистке пластовых вод;

- существенным сокращением единиц технологических агрегатов и сооружений, применяемых для переработки больших объемов жидкости и газа;

- формированием основных сборных пунктов высокой производительности на технологических площадках небольших размеров;

- реализацией всего комплекса технологических процессов на сборных пунктах одним и тем же обслуживающим персоналом;

- существенным усовершенствованием технико-экономических показателей сбора, подготовки нефти, очистки воды пластовых вод и сепарации газа.

Современное нефтедобывающее предприятие изменилось благодаря использованию совмещенной технологии. Нескольким крупным технологически и территориально автономным промысловым объектам (узел сепарации, установка подготовки нефти, очистные сооружения) стало реально иметь один центральный пункт сбора и подготовки нефти (ЦПС), что позволит существенно уменьшить размеры технологической площадки в

сравнении с некоторыми прежними объектами, взятыми по отдельности.

Совмещенный центральный сборный пункт характеризуется технологической взаимосвязанностью производимых на нем процессов, последовательным, непрерывным переходом их один в другой при взаимном проникновении окончания одного процесса в начало другого либо реализацией нескольких процессов одновременно в одном и том же аппарате. Разделение процессов подготовки нефти, сепарации газа и очистки пластовых вод на отдельные элементы создает необходимые предпосылки для осуществления технологически совместимых операций в одном и том же оборудовании при наиболее благоприятных гидродинамических режимах и использования для этих целей трубопроводов различного назначения, промысловых товарных парков и другого оборудования. Возможность многоцелевого использования оборудования обуславливает резкое увеличение производительности аппаратов (сепараторы, отстойники, емкости очистки воды и т.д.) на завершающих стадиях процессов, характерных для аппаратов данного типа. Резкое увеличение производительности аппаратов позволяет осуществлять обработку больших объемов продукции скважин в небольшом числе блоков. Это в свою очередь создает необходимые предпосылки для «встраивания» отдельных процессов в общую цепочку промысловых работ, отказа от строительства дорогостоящих и неудобных в эксплуатации автономных объектов, и резкого улучшения всех основных технико-экономических показателей промысловых технологических процессов.

Технологическим схемам каждого уровня соответствуют определенные представления об оптимальных условиях осуществления процессов промысловой подготовки нефти, газа и воды

1.4 Нефтяные эмульсии и их свойства

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

Образование и стойкость нефтяных эмульсий в основном определяются скоростью движения нефтеводяной смеси, соотношением фаз (нефти и воды), физико-химическими свойствами этих фаз и температурным режимом.

В нефтяных эмульсиях принято различать две фазы: внутреннюю и внешнюю. Внутренняя называется дисперсной фазой, и она разбита (Рисунок 1 б), а внешняя называется дисперсионной средой (Рисунок 1 а), представляющей собой сплошную неразрывную фазу. Нефтяные эмульсии делятся на два больших класса: 1) эмульсии первого рода или прямые, когда капельки нефти, являющиеся дисперсной фазой, равномерно или неравномерно размещены в воде-дисперсионной среде.

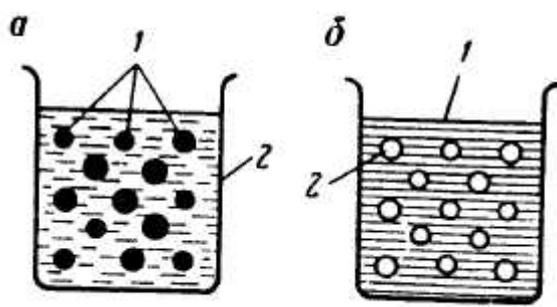


Рисунок 1 - Дисперсные системы (эмульсии)

Такие эмульсии называются «нефть в воде» и условно обозначаются Н/В (Рисунок 1, а). Эмульсии второго рода или обратные, когда капельки воды дисперсная фаза равномерно или неравномерно размещены в нефти, являющейся дисперсионной средой. Такие эмульсии называются «вода в нефти» и условно обозначаются В/Н (Рисунок 1, б).

Тип эмульсии легко установить определением свойств ее дисперсионной среды.

В эмульсиях Н/В внешней фазой является вода, и поэтому они смешиваются с водой в любых соотношениях и обладают высокой электропроводностью, то время как эмульсии В/Н смешиваются только с углеводородной жидкостью и не обладают заметной электропроводностью. Установлено, что тип образующейся эмульсии в основном зависит от

соотношения объемов нефти и воды; дисперсионной средой (внешней) обычно стремится стать та жидкость, объем которой больше.

Часто нефтяные эмульсии классифицируют также по концентрации дисперсной фазы (Рисунок 1 б) в дисперсионной среде, и в связи с этим они подразделяются на три типа: разбавленные, концентрированные и высококонцентрированные.

К разбавленным эмульсиям относят системы жидкость-жидкость, объемная, доля дисперсной фазы в которых составляет до 0,2 %, к концентрированным эмульсиям до 74 %, к высококонцентрированным - свыше 74 %.

Особенности разбавленных, эмульсий: незначительный диаметр капелек дисперсной фазы (10...5 см); существование электрических зарядов на капельках этих эмульсий, движущихся в дисперсионной среде; отсутствие столкновений капелек, так как вероятность их столкновения очень мала, к тому же они имеют одноименные заряды, и поэтому эмульсии эти, весьма стойкие.

Особенности концентрированных эмульсий; возможность осаждения капелек (седиментация), большая устойчивость эмульсии (в зависимости от свойств эмульгатора).

Особенности высококонцентрированных эмульсий: отсутствие седиментации капелек дисперсной фазы, возможность деформации капелек дисперсной фазы в процессе движения вследствие большой концентрации.

Размеры капелек дисперсной фазы в эмульсиях могут быть самыми разнообразными и колебаться в пределах от 0,1 до 100 мкм.

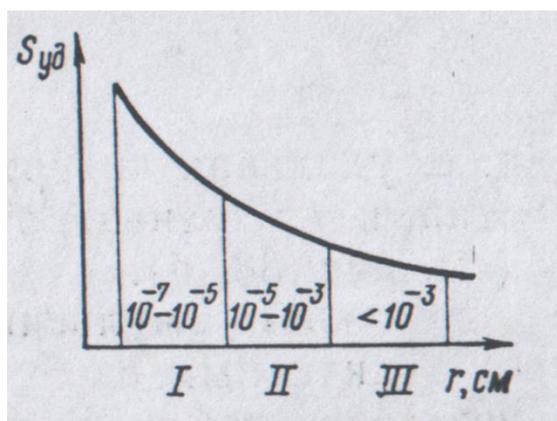


Рисунок 2 - Зависимость удельной поверхности дисперсной системы от размера капелек дисперсной фазы:

- молекулярно-дисперсные (видимые только под микроскопом) системы;
- коллоидные (частицы дисперсной фазы не видны простым глазом) системы;
- микрогетерогенные (видны невооруженным глазом) системы;
- грубодисперсные (нефтяные эмульсии) системы

Дисперсные системы, состоящие из капелек одного и того же диаметра, называются монодисперсными, а дисперсные системы, состоящие из капелек различного диаметра, полидисперсными. Нефтяные эмульсии относятся, как правило, к полидисперсным системам, т.е. к системам, содержащим частицы самых разных размеров.

Рассмотрим основные физико-химические свойства нефтяных эмульсий.

Дисперсность эмульсии. Дисперсность эмульсии - это степень раздробленности дисперсной фазы 2 в дисперсионной среде 1 (Рисунок 1). Дисперсность - основная характеристика эмульсии, определяющей их свойства. Размеры капелек дисперсной фазы в нефтяных эмульсиях изменяются от 0,1 до 100 мкм. Основной характеристикой дисперсности эмульсии является удельная межфазная поверхность (Рисунок 2),

определяемая из отношения суммарной поверхности капелек к общему их объему.

Вязкость эмульсии. Вязкость эмульсий зависит от вязкости самой нефти, температуры, при которой получается эмульсия, количества воды, содержащейся в нефти, степени дисперсности, присутствия механических примесей (особенно сульфида железа FeS) и pH воды. Вязкость нефтяных эмульсий не обладает аддитивным свойством, т.е. вязкость эмульсии не равна сумме вязкости нефти и воды

$$\mu_{эм} \neq \mu_n + \mu_в, \quad (1)$$

где μ_n и $\mu_в$ соответственно динамическая вязкость нефти и воды.

Вязкостные свойства эмульсий и жидкостей вообще обуславливают зависимость градиента скорости dv/dr от касательного напряжения сдвига τ .

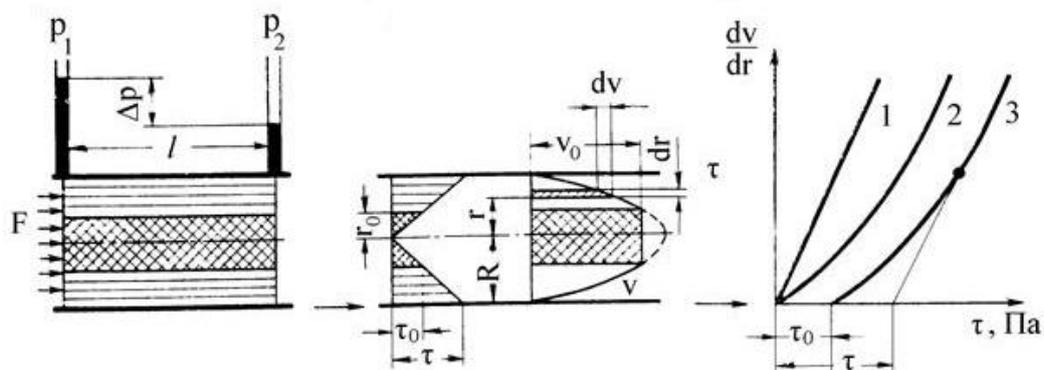


Рисунок 3 - Зависимость напряжения сдвига τ от градиента скорости dv/dr :

Плотность эмульсии можно рассчитать, зная плотности нефти и воды, образующих эмульсию, и их процентное содержание, по следующим формулам:

$$\rho_э = \frac{\rho_г G_г + \rho_n G_n}{G_г + G_n}, \quad (2)$$

$$\rho_э = \rho_n (1-W) + \rho_г W, \quad (3)$$

$$\rho_э = \frac{1}{\frac{0,01q}{\rho_г} + \frac{1-0,01}{\rho_n}}. \quad (4)$$

В формулах (2, 3 и 4) обозначены: G_v , G_n —соответственно объемные расходы воды и нефти, м³/с; $\rho_э$, ρ_n и ρ_v —соответственно плотность эмульсии, нефти и воды, кг/м³; W —объемная доля дисперсной фазы ($W = G_v / (G_v + G_n)$); q —содержание воды и растворенных солей в эмульсии, мас. %.

Величина q определяется из следующего соотношения

$$q = q_0 / (1 - 0,01x), \quad (5)$$

где q_0 - содержание чистой воды в эмульсии; x - содержание растворенных солей в воде, %.

Если известна плотность пластовой воды ρ_v , плотность добываемой нефти ρ_n и плотность образованной эмульсии $\rho_э$, то обводненность нефти W (%) можно определить по следующей формуле:

$$W = \frac{\rho_v(\rho_э - \rho_n)}{\rho_э(\rho_v - \rho_n)} \times 100. \quad (6)$$

Электрические свойства эмульсий. Нефть и вода в чистом виде — хорошие диэлектрики. Проводимость нефти колеблется от 10^{-10} до 10^{-15} (Ом·см)⁻¹, а воды от 10^{-7} до 10^{-8} (Ом·см)⁻¹. Однако даже при незначительном содержании в воде растворенных солей или кислот электропроводимость ее увеличивается в десятки раз. Поэтому электропроводимость нефтяной эмульсии обуславливается не только количеством содержащейся воды и степенью ее дисперсности, но и количеством растворенных в этой воде солей и кислот. Экспериментально установлено, что в нефтяных эмульсиях, помещенных в электрическом поле, капельки воды располагаются вдоль его силовых линий, что приводит к резкому увеличению электропроводимости этих эмульсий. Явление это объясняется тем, что капельки воды имеют приблизительно в 40 раз большую диэлектрическую проницаемость, чем капельки нефти.

Устойчивость нефтяных эмульсий и их старение. Самым важным показателем для нефтяных эмульсий является их устойчивость (стабильность), т.е. способность в течение определенного времени не разрушаться и не разделяться на нефть и воду.

Устойчивость эмульсии определяется временем ее существования и выражается формулой

$$\tau = H/v, \quad (7)$$

где H —высота столба эмульсии, см; v —средняя линейная скорость расслоения эмульсии, см/с.

Мерой устойчивости эмульсии может служить изменение ее плотности за определенный промежуток времени в определенном слое или количество выделившейся, воды при отстое.

На устойчивость нефтяных эмульсий большое влияние оказывают: дисперсность системы, физико-химические свойства эмульгаторов, образующих на поверхности раздела фаз адсорбционные защитные оболочки; наличие на глобулах дисперсной фазы двойного электрического заряда; температура смешиваемых жидкостей; величина pH эмульгированной пластовой воды.

1.5 Факторы, влияющие на образование эмульсии

В нефти и пластовой воде, поднимаемых на поверхность, всегда содержатся вещества в растворенном состоянии, которые способствуют образованию и стойкости нефтяных эмульсий. Вещества, содержащиеся в нефти (асфальтены, нафтены, смолы, парафин) и пластовой воде (соли, кислоты) и оказывающие существенное влияние на образование и стойкость эмульсий, называются естественными эмульгаторами, или естественными поверхностно-активными веществами (ПАВ). Характерной особенностью строения молекул естественных ПАВ является их дифильность, т.е. строение молекулы, состоящей из двух частей – полярной группы (воды) и неполярного углеводородного радикала.

1.6 Необходимость обезвоживания нефти на нефтяных месторождениях

Нефть на нефтяных месторождениях обезвоживают для:

– существенного снижения транспортных расходов, так как вода сама по себе является балластом и транспортировать ее по магистральным нефтепроводам нет необходимости;

– недопущения образования стабильных эмульсий; трудно

поддающихся разрушению на нефтеперерабатывающих заводах;

– предохранения магистральных трубопроводов от внутренних коррозионных разрушений, наконец закачки отделенной воды в пласт для поддержания пластового давления.

При транспортировании не обезвоженной нефти по магистральному нефтепроводу в нижней части его может скапливаться коррозионно-активная минерализованная пластовая вода, приводящая сравнительно быстро (2—3 года) этот трубопровод в аварийное состояние.

1.7 Обезвоживание и обессоливание нефти

Процесс обезвоживания предназначен для отделения пластовой воды от нефти путем разрушения эмульсии, которая образуется при добыче нефти из скважин. Обезвоженную нефть прогоняют через слой пресной воды, находящейся в отстойнике создавая эмульсию только с низкой плотностью.

Чистая нефть и пресная вода взаимно не растворимы и при отстаивании эта смесь легко расслаивается. Однако при наличии в нефти, особенно солей металлов, образуется трудноразделимая нефтяная эмульсия. Эмульсия - это гетерогенная система, состоящая из двух несмешивающихся или мало смешивающихся жидкостей, одна из которых диспергирована в другой в виде мелких капель (глобул).

Устойчивая смесь нефти и воды, которая не разрушается от сил гравитации, называется эмульсией. Эмульсии бывают двух типов:

- первая эмульсия прямого типа гидрофильная «нефть в воде», когда капли нефти (неполярная жидкость), являются дисперсной фазой и распределены в воде (полярная жидкость) – дисперсионной среде;

- вторая, обратная гидрофобная эмульсия, когда капельки воды (полярная жидкость) дисперсная фаза, размещены в нефти (неполярная жидкость), являющейся дисперсионной средой. Такие эмульсии называются «вода в нефти» [3].

Вещества, способствующие образованию и стабилизации эмульсий, называются эмульгаторами.

Эмульгаторами – это полярные вещества нефти, например асфальтены, асфальтогеновые кислоты и их ангидриды, соли нафтеновых кислот, а также различные органические примеси. Выявлено, что в образовании стойких эмульсий принимают участие также различные твердые углеводороды, парафины и церезины нефтей. Тип образующейся эмульсии в значительной степени зависит от свойств эмульгатора: эмульгаторы, обладающие гидрофобными свойствами, образуют эмульсию типа вода в нефти, то есть гидрофобную, а эмульгаторы гидрофильные, гидрофильную эмульсию типа нефть в воде. Поэтому, эмульгаторы способствуют образованию эмульсии того же типа, что и тип эмульгатора.

На установку подготовки нефти поступают эмульсии воды в нефти. Они являются весьма стойкими и в большинстве случаев не расслаиваются под действием силы гравитации. Для этого нужно создать условия, при которых возможно укрупнение, слияние глобул воды при их столкновении и выделение из нефтяной среды. Чем благоприятнее условия для передвижения капель, тем легче разрушаются эмульсии.

Различные нефти обладают разной склонностью к образованию эмульсии. Оценка эмульсионности нефти позволяет выбирать оптимальный режим и схему процесса их обезвоживания и обессоливания [4].

Вещества, разрушающие поверхностную адсорбционную пленку стойких эмульсий, называются деэмульгаторами.

Деэмульгаторы должны соответствовать следующим требованиям:

- способность не изменять свойства нефти и не реагировать с молекулами воды;
- простота извлечения из сточной воды, отделенной от нефти;
- высокая деэмульгирующая способность при малых расходах;
- не токсичность, инертность по отношению к оборудованию,
- невысокая стоимость и доступность.

Одновременно с обезвоживанием, производится обессоливание нефти. Промывка нефти свежей пресной водой не только вымывает соли, но и

оказывает гидромеханическое воздействие на эмульсию, способствуя ее разрушению.

Исследовано влияние неионогенных нефтерастворимых деэмульгаторов (Прогалит, Кемеликс, Геркулес) на процесс подготовки грозненских нефтей. Приведены результаты обессоливания в зависимости от концентрации указанных деэмульгаторов. Изучено влияние магнитной обработки раствора деэмульгатора на эффективность обессоливания. Показано, что увеличение индукции магнитного поля и добавление деэмульгатора увеличивает глубину разделения эмульсии [5].

Процесс разрушения нефтяных эмульсий также осуществляется в электродегидраторах, который основан на применении методов не только химической и тепловой, но и электрической. В целом, принцип работы электродегидратора таков: эмульсии подается через трубу, после первичного этапа разделения, основанного на законе Стокса, сырье распределяется в области электрического поля. В верхней части аппарата расположены рамы с электродами. Эмульсия, проходя через сетку электродов, сначала попадает в поле низкого, а затем - высокого напряжения. В поле высокого напряжения происходит окончательное отделение мельчайших капель воды от нефти. Вода выводится через штуцер, расположенный внизу электродегидратора, а очищенная нефть выводится через штуцеры, расположенные в верхней части аппарата [2].

2 ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 ТЕХНОЛОГИЯ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

2.1.1 Общие сведения о месторождении

Северо-Останинское нефтегазоконденсатное месторождение располагается в Парабельском районе Томской области.

До 30 процентов территории это болото, находящееся между реками: Армич и Омелич. Река Глубокий находится на территории месторождения. СВ состав сети рек входят река Чузик и несколько ее притоков (р. Армич, р. Большой Омелич и пр.). Река Чузик судоходна для мелких барж до села Пудино. Реки вскрываются в конце апреля, ледостав начинается во второй половине октября. Промерзание болот заканчивается к концу января – началу февраля. Лес смешанный, с преобладанием лиственных пород (береза, осина); вдоль рек растет пихта, кедр. Климат района континентальный, с суровой продолжительной зимой и коротким теплым летом. Температура воздуха в среднем составляет зимой минус 20 – минус 25 °С, летом плюс 15 – плюс 20 °С. По количеству выпадаемых осадков район относится к зоне избыточного увлажнения. Среднегодовое количество осадков 400-500 мм. Снежный покров появляется в октябре и сохраняется до начала мая. Высота снежного покрова на открытых местах до 0,6-1 м, в залесенных – до 2 м.

Груз доставляется по «зимнику» из г. Кедровый. В непосредственной близости к западу от месторождения проходит нефтепровод Игольско-Таловое месторождение – Парабель. Ближайший научно-промышленный, железнодорожный, речной и автотранспортный узел – г. Томск находится в 450 км к юго-востоку от месторождения. Воды михайловский свиты пригодны для питьевого водоснабжения, входящей в нерасчлененную на данном месторождении некрасовскую серию осадков. Для технического водоснабжения пригодны воды мощного регионально выдержанного сеноманского водоносного горизонта покурской свиты [1].

2.1.2 Общая характеристика производственного объекта

Северо-Останинская УПН создана для сбора и подготовки нефти, поступающей со скважин месторождений всей Пудинской группы, а также

перекачки нефти по нефтепроводу Казанское НГКМ – Северо-Останинское – Лугинецкое с учетом Казанского НГКМ.

Мощность УПН составляет:

- по товарной нефти – 756 тыс.т/год
- по товарной нефти с учетом перекачки нефти с КНГКМ и Болотного НМ – 2056 тыс.т/год
- по жидкости – 792 тыс.т/год
- по газу – 184 млн.м³/год

В таблице 2 представлено количество углеводородного сырья (нефти), поступающего для подготовки нефти на УПН Северо-Останинского месторождения с месторождений ОАО «Томскгазпром» и из нефтепровода Казанское НГКМ – Северо-Останинское - Лугинецкое НГКМ, определено технологическим регламентом ОАО «Томскгазпром» [1].

Таблица 2 - Углеводородное сырье поступающее на УПН Северо-Останинского месторождения согласно технологическому регламенту

Наименование	Нефть, тыс.т/год	Жидкость тыс.т/год	Газ млн.м ³ /год
Северо-Останинское	116	118	84
Пинджинское, Мирное, Останинское	640	674	100
Казанское и Болотное	1300	-	-

Подготовка нефти на УПН включает следующие технологические операции:

- прием нефтегазоводяной смеси;
- сепарация нефти в две ступени;
- обезвоживание и обессоливание нефти;
- окончательная дегазация на концевой ступени сепарации;
- очистка пластовой воды со второй ступени сепарации, из отстойника от нефти и мехпримесей и из резервуаров РВС в отстойнике воды;

- сжигание аварийных и постоянных сбросов на факеле высокого и низкого давления;
- прием и учет товарной нефти;
- подача товарной нефти в промысловый нефтепровод.

Вся территория УПН разделена на функциональные площадки:

- площадка подключения нефти с блоком реагентов;
- технологическая площадка в составе сепарационной установки, отстойника нефти и концевого сепаратора; площадка газосепараторов
- площадка подогревателей;
- насосная внутренней и внешней перекачки с узлом учета нефти;
- резервуарный парк;
- факельное хозяйство;
- блок УПТГ;
- насосная метанола с расходными резервуарами метанола;
- площадка подключения газа с входными газосепараторами и свечой рассеивания;
- энергокомплекс с газотурбинными электростанциями мощностью по 2,5 МВт (3 шт. из них 2 шт. с утилизаторами тепла) ДЭС-1МВт и ЗРУ-6 кВ;
- операторной;
- дожимной компрессорной станцией;
- дренажные и аварийные емкости;
- площадка отстойников воды;
- стояк наливной.

По качеству подготовки на УПН, нефть соответствует требованиям ГОСТ Р 51858-2002.

Для поддержания пластового давления, для поддержания стабильного притока нефти предусмотрена система заводнения. Сооружения будут размещаться на территории цеха: блочная кустовая насосная станция, площадка подготовки воды с отстойниками и дегазатором сеноманской воды, резервуары накопители воды.

2.1.3 Характеристика исходного сырья, химреагентов, выпускаемой продукции

Нефть месторождения по ГОСТ Р 51858-2002 характеризуется как легкая, сернистая, класса 2, типа 1, вида 1, высокопарафинистая. Нефть других месторождений ОАО «Томскгазпром» в среднем составе характеризуется как особо легкая, малосернистая, класса 1, типа 0, вида 1, парафинистая[1].

Характеристика сырья, материалов, реагентов и изготавливаемой продукции в таблице 3.

Таблица 3 - Характеристика сырья, материалов, реагентов и изготавливаемой продукции

№ пп	НАИМЕНОВАНИЕ СЫРЬЯ, МАТЕРИАЛОВ, РЕАГЕНТОВ, ИЗГОТОВЛЯЕМОЙ ПРОДУКЦИИ	Номер ГОСТ, ОСТ, ТУ, СТП	ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА, ОБЯЗАТЕЛЬНЫЕ ПРИ ПРОВЕРКЕ	Норма по ГОСТ, ОСТ, ТУ, СТП	Область применения изготавливаемой продукции
1	2	3	4	5	6
1.	Нефть	ГОСТ Р 51858-2002	Массовая доля серы, % Плотность при 15°С, кг/м ³ Выход фракций, % (для экспорта), до 200°С до 300°С до 350°С Массовая доля парафина, % (для экспорта) Массовая доля воды Массовая доля механических примесей	до 0,6 до 854,4 не менее 27 47 57 до 6 не более 1 не более 0,05%	Продукт для НПЗ

			Концентрация хлористых солей, мг/дм ³	не более 900	
			Давление насыщенных паров, кПа (мм. рт. ст.)	не более 66,7 (500)	
			Содержание хлорорганических соединений	не нормируется	
			Массовая доля сероводорода	не более 100 млн. (ppm)	
			Массовая доля метил – и этилмеркаптанов	не более 100 млн. (ppm)	
			Содержание нефтепродуктов, мг/дм ³	до 1000	
			Содержание механических примесей, мг/дм ³	до 300	
2	Подтоварная вода	ГОСТ39-133-81 ГОСТ 39-231-89	Содержание нефтепродуктов, мг/л Концентрация взвешенных частиц, мг/л	15-40 15-40	Применяется для поддержания пластового давления
3	Метиловый спирт	ГОСТ-2222-95	Плотность при 20 °С, г/см ³	0,791-0,792	Растворение гидратных пробок

Таблица 4 - Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти согласно данным ОАО «Томскгазпром»

Параметры	Северо-Останинское	Останинское	Пинджинское	Казанское	Рыбальное
Удельный вес	0,780	0,804	0,828	-	-
Плотность при 20°С, кг/м ³	-	-	-	766,7	-
Вязкость, мПа*с					
- при 20°С	4,245	4,63	3,05	1,55	6,55
- при 50°С	1,425	2,19	2,5	-	-
Температура застывания, °С	-	-	-	-45	-

Температура вспышки, °С	-	-	-	-34	
Объемная доля воды, %	-	-	-	отс.	-
Молекулярная масса	159,5	-	123	149	-
Массовое содержание, %					
- мех.примесей	-	-	-	0,07	-
- серы	0,075	0,42	0,2	0,16	-
- парафинов	-	-	-	1,4	-
- смол силикагелевых	-	-	-	2,19	-
- асфальтенов	-	-	-	0,11	-
Газосодержание, м ³ /м ³	346,96	-	-	-	76,93
Газосодержание, м ³ /т	408,46	-	-	-	91,97
Плотность сепарированной	0,850	-	-	-	0,836
Вязкость сепарированной	6,62	-	-	-	6,553
Плотность попутного газа, кг/м ³	1	-	-	-	1,258
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %					
НК, °С	67,5	99	60	33	
- до 150°С (153°С)	33	20	26	(40)	-
- до 200°С (186°С)	46	36	41	(50)	-
- до 250°С (224°С)	56	47	49	(60)	-
- до 270°С (294°С)	61,5	53	52	(70)	-
- до 300°С (300°С)	66,5	63	61,5	(71)	-
остаток	33,5	37	38,5	29	-

Примечание: Объемное содержание выкипающих и соответствующая температура фракций нефти Казанского месторождения, приведены в скобках.

Таблица 5 - Компонентный состав нефтяного газа

Наименование	Содержание, % об.		
	Северо-Останинское	Останинское	Мирное
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>
СН4	72,19	70,75	58,98
С2Н6	11,54	6,68	5,0
С3Н8	8,83	9,55	9,02
С4Н10(изо)	3,66	0,00	9,63
С5Н12(изо)	0,81	0,00	6,09
С6Н12	-	0,74	-
С6Н14	-	-	2,81
Не	0,04	0,02	0,01
Н2	3,04	1,42	6,41
Н2	0,02	0,06	-
СО2	0,09	0,16	1,63
О2	-	-	0,42

2.1.4 Технологическая схема УПН

Нефтегазоводяная смесь скважин с кустовых площадок №№ 1, 2 и из нефтяных коллекторов Останинской группы по соответствующим

трубопроводам поступают на площадку подключения через электрозадвижки ЭЗ-1...ЭЗ-4 на подготовку. Для борьбы с образованием эмульсии и парафиноотложением, а также коррозией в трубопроводе и аппаратах в нефтегазоводяной поток подается деэмульгатор и ингибитор парафиноотложения, и коррозии с блока автоматической подачи химреагентов, установленного на площадке.

Далее нефтегазоводяная смесь через электро-задвижку эз-б поступает на площадку УПН.

Нефть из нефтепровода КНГКМ поступает на площадку подключения через электро-задвижку ЭЗ-30 и направляется в РВС товарной нефти и насосами внешней перекачки по нефтепроводу Казанское НГКМ – Северо-Останинское – Лугинецкое НГКМ транспортируется на ПСН Лугинецкое с давлением до 6,3 МПа.

На технологической площадке (УПН) размещаются: сепарационная установка, отстойник нефти и концевой сепаратор. Сепарационная установка состоит из нефтегазовых сепараторов первой ступени С-1 и второй ступени С-2. Над отстойником нефти ОН-1 находится сепаратор концевой ступени сепарации КС-1, для обеспечения достаточного напора разгазированной нефти на входе нефти в РВС.

Продукт поступает в сепарационный блок нефтегазовых сепараторов на 1-ую ступень через успокоительный коллектор и устройство предварительного отбора газа гидроциклонного типа, где гасятся колебания и происходит предварительное расслоение потока смеси нефти и газа. В сепараторе С-1 происходит холодная сепарация нефти и отделяется основной объем попутного нефтяного газа из жидкости. Сепаратор С-1 служит для предварительного сброса газа. Давление в аппарате С-1 до 0,5 МПа поддерживается клапаном К-2 сбросом в газосепараторы ГС-1,2. Уровень жидкости регулируется клапаном К-1.

Далее смесь поступает в один, два или сразу три подогревателя нефти ПП-1,2,3 для подогрева нефти до температуры 50-55°С, что бы улучшить

процесс выделения воды от нефти.

Подогретый нефтегазоводяной поток из ПП-1,2,3 направляется на вторую ступень сепарации в трехфазный сепаратор С-2 где происходит отделение от него пластовой воды и дальнейшее разгазирование при давлении до 0,4 МПа. Процесс в аппарате регулируется автоматически: в нефтесборном отсеке аппарата уровень нефти, в отстойном отсеке – уровень раздела фаз «нефть – вода» регулируются клапанами К-3 и К-5 соответственно.

Давление в аппарате С-2 поддерживается клапаном К-4, сброс газа ведется в газопровод, в газосепараторы ГС-1,2. Нефть в С-2 обезвоживается до содержания воды не более 10%.

Отстойник нефти *ОН-1* предусмотрен для того что бы товарная нефть соответствовала ГОСТ Р 51858-2002 по содержанию воды (не более 0,5%). Нефть в отстойник *ОН-1* поступает через клапан *К-3*. В отстойнике нефти, работающем в режиме полного заполнения, за счет большого времени пребывания (до 1 часа) и создания условий промывки нефти в слое пресной воды в ламинарном режиме обеспечивается достаточно полное отделение воды и хлоридов от нефти. Межфазный уровень «нефть – вода» регулируется клапаном *К-6*. Давление в аппарате поддерживается гидра-статически (до 0,12 МПа) за счет перепада высот между отстойником и концевым сепаратором *КС-1*.

Окончательная дегазация нефти происходит в концевом сепараторе *КС-1* (давление насыщенных паров не более 500 мм рт. ст.).

Давление в аппарате соответствует давлению в факельной системе низкого давления и ничем не регулируется. Уровень в аппарате поддерживается регулирующим клапаном *К-9[1]*.

Из концевого сепаратора *КС-1* товарная нефть поступает через электро-задвижки *ЭЗ-7.1;7.2;7.3;7.4* в один из резервуаров товарной нефти *Р-1;2;3;4*. Резервуары обвязаны таким образом, что каждый из резервуаров может быть сырьевым или товарным.

Товарная нефть через электро-задвижки ЭЗ-8 или ЭЗ-10 поступает в насосную внешней и внутренней перекачки. Откачка производится насосами Н-1/1...4 через узел учета нефти в нефтепровод на сдачу в систему «АК Транснефть» [8]. Насосами Н-2/1,2 происходит возврат не кондиции назад на установку для дальнейшей переработки.

Пластовая вода после трехфазного сепаратора второй ступени сепарации С-2 и отстойника нефти ОН-1 направляется на очистку в аппараты очистки воды ОВ-1, 2.

Производимая очистка пластовой и сеноманской воды подаваемую в аппараты ОВ-1, 2 до необходимой степени – 20 мг/л по нефти и 15 мг/л по мехпримесям, производится с помощью технологии очистки воды в одну стадию на гофрированных коалесцирующих пластинах. Вода, проходя через коалесцеры, очищается от примесей нефти и взвешенных твердых частиц. Коалесцерами являются тонкослойные блоки гофрированных пластин определенной толщины, установленные по ходу движения воды. Подается вода в аппарат через перфорированное распределительное устройство непосредственно в блоки пластин, проходя через которые, частицы нефти отделяются от капель воды.

Давление в аппарате поддерживается до 1,0 кгс/см². Выделяемый из воды газ утилизируется на факел низкого давления. Отстойники оборудованы автоматическим регулированием уровня нефти и воды. Нефть из отстойников очистки воды выводится в подземную емкость Е-1. Подземная емкость Е-1 по мере заполнения раскачивается погружным насосом на УПН.

Вода поступает в насосную БКНС, откуда под давлением закачивается в пласт для поддержания пластового давления. Попутный нефтяной газ после двух ступеней сепарации по газосборному коллектору подается в газосепараторы ГС-1,2. Очищенный от капельной влаги в газосепараторе ГС-1,2 газ (не более 0,015 г/м³), через регуляторы давления газа поступает в факельный коллектор с дальнейшим сбросом на факел высокого давления, либо через узел учета газа и на дожимную газокompрессорную станцию

(ГКС, перспектива). Часть подготовленного газа используется на собственные нужды: в качестве топливного газа для подогревателей нефти *III-1,2,3*; на газотурбинных электростанциях для выработки электроэнергии; в качестве затворного газа и для розжига факелов высокого и низкого давления. На узле учета газа установлены расходомерные устройства с выводом показаний в операторную блока СЭБ.

До того, как будет введена в работу ГКС Северо-Останинского месторождения в качестве рабочего газа используется газ из газопровода Казанское – Мыльджинское. Газ под давлением не более 10 МПа поступает через электро-задвижку ЭЗ-29 в сепаратор пробка-уловитель *СГ-1*. Жидкость, скопившаяся в сепараторе, автоматически выводится клапаном-регулятором *К-21.1* в нефтепровод на входе в УПН.

Подготовленный газ после *СГ-1* подается на установку УПТГ для очистки и осушки методом низкотемпературной сепарации, рабочим элементом служит двухпоточная вихревая труба. Подготовка газа в УПТГ соответствует ОСТ 51.40-93. Давление газа на выходе из УПТГ должно быть в диапазоне 1,2 МПа, с температурой до 30°C.

Подготовленный, осушенный газ далее подается на нужды потребителей: газотурбинные электростанции; путевые подогреватели нефти; котельная.

Для понижения давления на подогреватели нефти *III-1,2,3* установлен клапан *К-17* с регулируемым давлением 0,3 МПа.

Для защиты оборудования от превышения давления на аппаратах установлены предохранительные клапана.

Настройка предохранительных устройств на давление срабатывания произведена согласно п. 5.5.9 «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» (ПБ 03 -576-03).

Для того что бы была возможность вести прием нефти из автоцистерн, на площадке налива предусмотрен слив через дренажную емкость *Е-4*, с дальнейшей перекачкой насосом емкости в любой резервуар или на

подготовку через УПН.

Для налива нефти используется установка налива АСН-100 производительностью до 150 м³/ч. Нефть на стояк налива подается насосом *H-2*. Предусмотрено местное и дистанционное управление наливом. Стояк налива нефти оборудован датчиком верхнего уровня заполнения цистерны, при срабатывании которого происходит остановка насоса *H-2* и счетчиком жидкости. Оба параметра выведены на монитор пульта операторной для контроля всего процесса [1].

Для освобождения аппаратов, трубопроводов и другого оборудования от нефтепродуктов и пластовой воды при необходимости оборудованы дренажные емкости, рассчитанные на определенный объем.

2.1.5 Этапы развития производства

Строительство промысловых объектов было разделено на несколько этапов в целях оптимизации затрат по срокам:

- Ноябрь 2013 год – в связи с увеличением объема подготавливаемой продукции запущен в работу новый путевой подогреватель нефти ПНК – 1,9.
- В 2015 – 2016 – годах строительство и ввод в работу БКНС для поддержания пластового давления, строительство и ввод в работу газокompрессорной станции для компримирования попутного нефтяного газа с последующей подачей его на Мыльджинское ГКМ [1].

На Казанском НГКМ постоянно вводятся в работу новые мощности производства, одновременно с этим регулярно, с некоторым опережением увеличивается скважинный фонд, благодаря этому производственные мощности не успевают за вводом в эксплуатацию кустовых скважин. Кроме того, Казанская нефть имеет довольно сильный газовый фактор. По ряду этих причин Казанские УПН работая на полную мощность не справляется с потоком всей сырой нефти. Поэтому руководством организации было принято решение направить Казанскую нефть, которая имеет повышенное ДНП 70–75 кПа. для дальнейшей подготовки на Северо-Останинское месторождение УПН которого пока еще не имеет полной загрузки

собственной нефтью.

С учетом суммарной загрузки средние значения ДНП нефти по месяцам за 2016 год на выходе с УПН равнялось 61,3–63,3 кПа и только в декабре ДНП поднялось до 64,0 кПа, что соответствует нормам, предъявляемым к товарной нефти. Имеет смысл отметить, что наиболее высокие значения ДНП нефти приходится на зимние месяцы, что объясняется низкими температурами окружающей среды. УПН работает в режиме близком к максимальному. Дальнейшее увеличение объемов подготавливаемой нефти приведет к увеличению ДНП и к повышению содержания воды в конечной продукции.

Средние значения ДНП нефти по месяцам за 2016 год на выходе с товарного парка равнялось 61,3–63,3 кПа, что не всегда соответствовало нормам товарной нефти. В связи с этим в январе 2016 года была запущена третья печь подогрева.



Рисунок 5 - График изменения ДНП товарной нефти с товарного парка за 2016г.

Что бы улучшить отделение пластовой в январе 2016 года запущен в эксплуатацию блок подачи химреагента БАПР. Подача деэмульгатора и ингибитора парафина-образования в поток жидкости осуществляется дозировочными плунжерными насосами на первую ступень сепарации.

2.1.6 Нормы технологического режима

Установка подготовки нефти работает в автоматическом режиме. Для того что бы обеспечить нормальное протекания технологического процесса проектом установлены допустимые пределы параметров технологического режима. При необходимости оператор может перевести управление установкой в ручной режим работы. Нормы технологического режима таблица 6[1].

Таблица 6 - Нормы технологического режима УПН

№ п/п	Наименование процесса, аппаратов и параметров	Индекс аппарата (прибора) по схеме	Ед. изм.	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечание
	2	3	4	5	6
1	Сепаратор нефтегазовый - давление - температура - уровень	С1	кгс/см ² (изб) °С мм	3,5 - 5,5 5 - 20 800 - 2300	От нижней образующей аппарата
2	Сепаратор нефтегазовый - давление - температура - уровень воды - уровень нефти в приемной камере - уровень нефти	С2	кгс/см ² (изб) °С мм мм мм	3,0 - 4,1 45 - 55 500 - 1500 2300 - 2500 500-2500	От нижней образующей аппарата
3	Отстойник нефти - давление - температура - уровень пластовой воды	ОН1	кгс/см ² (изб) °С мм	1,2 - 1,7 45 - 55 500 - 1500	От нижней образующей аппарата
4	Сепаратор нефтегазовый концевой - давление - температура - уровень	КС1	кгс/см ² (изб) °С мм	0,04-0,05 45-55 900 -2000	От нижней образующей аппарата
5	Газосепаратор-каплеуловитель - давление - температура - уровень	ГС1,2	кгс/см ² (изб) °С мм	3,0 - 4,6 10 - 30 600 - 1200	От нижней образующей аппарата

6	Подогреватель нефти - расход нефти на входе - температура нефти на выходе - температура воды - давление на входе - давление газа	П1,2	$\text{м}^3/\text{час}$ $^{\circ}\text{C}$ $^{\circ}\text{C}$ $\text{кгс}/\text{см}^2$ (изб) $\text{кгс}/\text{см}^2$ (изб)	15 - 90 50 - 55 80 - 95 3...10 2,0 - 4,0	
7	Резервуар нефти - давление - температура - уровень нефти - межфазный уровень	P1-P4	кПа $^{\circ}\text{C}$ мм м	1,6 (0,15) 5-40 600-10900 до 3,0	
8	Насос внешней перекачки ГДМ8 - давление всаса - давление нагнетания - температура подшипника	H1/1,2,3,4	$\text{кгс}/\text{см}^2$ -"- $^{\circ}\text{C}$	0,1-0,8 39-63 не более 80	
9	Насос внутренней откачки нефти ГДМ14 - давление всаса - давление нагнетания - температура подшипника	H2/1,2	$\text{кгс}/\text{см}^2$ -"- $^{\circ}\text{C}$	0,1-0,8 4,2-10 не более 80	
10	Фильтры на всах насосов - перепад давления на фильтре		$\text{кгс}/\text{см}^2$	до 0,03	
11	Емкость подземная дренажная аварийно-дренажная $V=63 \text{ м}^3$ - уровень - температура - давление нагнетания насоса	E1/1,2	мм $^{\circ}\text{C}$ $\text{кгс}/\text{см}^2$	300-2600 20-25 5	
12	Емкость подземная дренажная $V=8 \text{ м}^3$ - уровень - температура - давление нагнетания насоса	E2, E3	мм $^{\circ}\text{C}$ $\text{кгс}/\text{см}^2$	300-1700 20-25 5	
13	Емкость подземная Дренажная $V=63 \text{ м}^3$ - уровень - температура	E-4	мм $^{\circ}\text{C}$	300-2600 5-25	

	- давление нагнетания насосов		кгс/см ²	5	
14	Емкость подземная дренажная V=8 м ³ - уровень - температура - давление нагнетания насоса	ЕК1, ЕК2	мм °С кгс/см ²	300-1700 5-15 5	
15	Трубопровод продувочного газа - расход газа для Ф-1 - расход газа для Ф-2		м ³ /час м ³ /час	45-70 10-20	
16	Трубопровод топливного газа к дежурным горелкам факелов Ф1, Ф2 - давление		кгс/см ² (изб)	2,0-2,5	
17	Узел учета нефти - влажность - расход - давление - плотность		% м ³ /час кгс/см ² кг/м ³	до 0,5 40 –320 39 ÷ 63 750-850	Суммирование оперативный учет
	2	3	4	5	6
18	Площадка подключения - давление нефтесбора - давление в нефтепроводе входа УПН: • до входной задвижки • после входной задвижки - давление в нефтепроводе выхода УПН - температура		кгс/см ² (изб) кгс/см ² -“- -“- °С	6,8 ÷ 10 до 63 не более 10 35,5 ÷ 63 10-40	
19	Площадка подключения газа - давление - температура		кгс/см ² (изб) °С	55 ÷ 99 -4-10	
20	УПТГ - точка росы - расход газа - давление входа - давление выхода - температура выхода		°С нм ³ /час кгс/см ² -“- °С	минус 57 до 9000 55 ÷ 99 16 10-30	

21	Азотно-воздушная станция - точка росы - давление азота - давление выхода - температура выхода		°С кгс/см ² -" °С	минус 60 10 13 10-30	
----	---	--	---------------------------------------	-------------------------------	--

3 Основные расчеты и методы работы

3.1 Постановка задач работы

Подготовка товарной нефти с конечной обводненностью не более 0,5% и минерализацией не более 100 мг/л (ГОСТ Р 51858-2002) на установках подготовки нефти достаточно сложный процесс. На процессы подготовки нефти влияют следующие факторы: температура, расход и качество исходной водо-нефтяной эмульсии. Данные параметры могут изменяться в широких пределах, оказывая влияние на затраты и качество подготавливаемой нефти.

Параметры как правило изменяются, из-за истощения месторождений, падения качества исходного материала, поступающей на установку подготовки нефти. Критериями качества товарной нефти являются такие параметры как: конечная обводненность, количество механических примесей, наличие хлористых солей, сероводорода.

Обводненность исходной нефти возрастает в процессе эксплуатации месторождений. При повышении обводненности, увеличиваются затраты на обезвоживание и обессоливание [9].

Установка подготовки нефти (УПН) проектируется на максимальную запланированную подготовку запасов углеводородов, и с увеличением обводненности исходной нефти, добывающему предприятию приходится увеличивать добычу, что бы не снижать объемов готовой продукции.

На текущий момент на УПН Северо-Останинского месторождения обводненность исходного материала составляет 10 %. Прогноз обводненности данного месторождения, к 2018 году составляет 35 % [1].

Цель работы – рассчитать параметры процесса обезвоживания и дополнительных устройств встроенных в отстойник. Сравнить качество подготовленной нефти до и после реконструкции.

Проведем технологический расчет с использованием математических моделей, как наиболее целесообразный способ оптимизации технологических процессов.

Для решения этой задачи рассмотрим вопрос расчета процессов

термохимического обезвоживания нефти.

3.2 Методика расчета процесса отстаивания

Расчет процесса отстаивания основывается на законе Стокса (осаждение капель под действием силы тяжести).

Данная формула отражает зависимость скорости оседания капель воды в нефти (в области ламинарного режима осаждения):

$$\frac{\omega_{од}}{\omega_о} = (1 - W)^{4,7} \quad (8)$$

Скорость стесненного осаждения для капли размером d_i :

$$\omega_{од} = \frac{(D - h)}{\tau_{ос}} \quad (9)$$

где: D - диаметр отстойника, м

h - высота водяной подушки, м

$\tau_{ос}$ - время осаждения, с.

$$\tau_{ос} = \tau_{зад} = \frac{LS_H}{Q_ж} \quad (10)$$

где: $t_{зад}$ - время задержки эмульсии аппарате, с

L - длина зоны отстоя, м

S_H - площадь поперечного сечения в отстойнике, занятая нефтью, м²

$Q_с$ - нагрузка по жидкости, м³ /с

Скорость стесненного осаждения для капли среднего размера:

$$\omega_о = \frac{d_{MAX}^2 (\rho_B - \rho_H) g}{18\mu_H} \quad (11)$$

где: d_{MAX} – максимально образующийся диаметр капель воды, см,

ρ_B – плотность воды, кг/м³,

ρ_H – плотность нефти, кг/м³,

g – ускорение свободного падения, м/с,

μ_H – вязкость нефти, мПа*с.

Длина отстойной части:

$$L = \frac{4V}{2R\pi} \quad (12)$$

где: V – объем аппарата, м³,

R – радиус аппарата, м.

Площадь поперечного сечения аппарата, занятая нефтью:

$$S_H = \frac{1}{2} \pi R^2 + (R-h) \sqrt{h(2R-h)} + R^2 \arcsin \frac{R-h}{R} \quad (13)$$

Расход эмульсии в отстойнике:

$$Q_{\text{ж}} = \frac{2R\mu_{\text{эм}} \sqrt{0,5\pi(1-E)\sqrt{E(2-E)} + \arctg\left(\frac{1-E}{\sqrt{1-(1-E)^2}}\right)}}{\rho_{\text{эм}}g} \quad (14)$$

где: $\mu_{\text{эм}}$ – вязкость эмульсии, мПа*с;

E – относительная высота водяной подушки,

$\rho_{\text{эм}}$ – плотность эмульсии, кг/м³.

Относительная высота водяной подушки:

$$E = \frac{h}{R}; \quad (15)$$

Связь диаметра d с максимальным диаметром капель получающихся при процессе отстаивания:

$$d^2_i = d^2_{\text{max}} \left(1 - \frac{(W_0 - W)^2}{W_0^2(1-W)^2} \right); \quad (16)$$

где: W_0 – обводненность нефти перед входом в отстойник, %;

W – обводненность нефти на выходе с отстойника, %.

Выведем формулу (3.1) с учетом всех вышеупомянутых формул:

$$\frac{\omega_{\text{од}}}{\omega_0} = \frac{\omega_{\text{од}} 18\mu_H (1-W)^2}{d^2_{\text{max}} (\rho_B - \rho_H) g \left[(1-W)^2 - \left(1 - \frac{W}{W_0} \right)^2 \right]} = (1-W)^{4,7}; \quad (17)$$

Данная формула полностью описывает процесс отстаивания. Величина конечной обводненности находится в обеих сторонах уравнения, поэтому

вычисление ведется итерационно [10].

Для облегчения решения задачи на кафедре создана моделирующая система расчета процесса отстаивания. Эта программа находит величину конечной обводненности нефти после процесса отстаивания и выводит результат расчета в процентах от массы.

4 Расчет и аналитика

4.1 Расчет влияния основных технологических параметров на процесс отстаивания

Расчеты для нефтей поступающих на УПН Северо-Останинское месторождение:

Молекулярная масса нефти	$M_r = 159,6$ кг/моль
Плотность дренажной воды при $T=20$ °С	$\rho_в = 1027$ кг/м ³
Плотность безводной нефти при $T=20$ °С	$\rho_n = 772,7$ кг/м ³
Общая минерализация	9571-9864 мг/дм ³

Параметры аппарата:

Объём аппарата	$V = 100$ м ³
Радиус отстойника	$D = 3$ м
Высота водяной подушки	$H = 0,6$ м
Длина отстойника	$L = 12,3$ м

Материальный баланс процесса:

Водонефтяная эмульсия	97881,3 кг/час
Нефть	87500 кг/час
Вода	10381,3 кг/час

Интервал максимального размера капель, образующихся в процессе отстаивания: от 0,0264 до 0,0309 см. Исходя из значений этого интервала, средний размер капли равен 0,0287 см.

Конечная обводненность нефти, после процесса отстаивания зависит от величины максимального размера капель. В таблице 7 приведены значения конечной обводненности нефти в зависимости от величины максимального размера капель воды находящихся в эмульсии.

Таблица 7 - Значения конечной обводненности нефти в зависимости от величины максимального размера капель

Максимальный диаметр капель воды, см	Конечная обводненность нефти, % масс.
0,0264	0,11
0,0279	0,12
0,0294	0,13
0,0309	0,14

На основании имеющихся данных проведены расчеты процесса отстаивания, а именно влияние основных технологических параметров на процесс разделение водонефтяных эмульсий в отстойнике ОН-1.

Расчёт влияния начальной обводненности (10-35% масс) на:

1. Конечную обводненность.
2. Время осаждения.
3. Содержание минеральных солей.

Результаты приведены в таблице 8

Таблица 8 - Результаты расчётов

Начальная обводненность, %масс	Конечная обводненность, %масс	Время осаждения, мин	Содержание солей, мг/л
10	0,30	114,5	33,2
15	0,34	93,6	40,6
20	0,38	80,1	49,6
25	0,42	65,4	58,4
30	0,46	48,7	67,7
35	0,50	43,2	77,4

Проведя необходимые расчеты отраженные в таблице 8 делаем выводы:

- При начальной о обводненности нефти 35% масс конечная обводненность составляет 0,50 % масс, что максимально приближенно к граничным значениям требований ГОСТ Р 51858-2002.

- При дальнейшей обводненности более 35% масс конечная обводненность будет увеличиваться

Исходя из этого принимаем решение о целесообразности проведения реконструкции отстойника.

Целесообразность проведения реконструкции заключается в том, что содержания воды и хлористых солей значительно уменьшает срок службы основных аппаратов и магистральных трубопроводов.

4.2 Работа отстойника с переливными перегородками (реконструкция отстойника)

С учетом требований практики рекомендовано использовать отстойник с системой перегородок оборудованных в зоне отстоя жидкости внутри аппарата. За основной аппарат был принят установленный на УПН Северо-Останинского месторождения отстойник ОН-100.

Отстойник ОН-100 представляет собой пустотелую горизонтальную цилиндрическую емкость вместимостью 100 м³ с установленными тремя перегородками в зоне отстоя жидкости.

Перегородки размещаются поперек отстойника, при этом перегородки сверху и снизу не доходят до стенки емкости. Нефтяная фаза движется поверх перегородок, а водная соответственно ниже перегородок.

Перегородки установлены через равные промежутки, каждая последующая ниже предыдущей. Нефть перетекает поверх перегородок тонким слоем из отсека в отсек освобождаясь от газа и воды. Последняя перегородка снизу глухая, образует отсек в котором скапливается очищенная нефть с последующим выведением ее из аппарата.

Эмульсия поступает в отстойник перед первой перегородкой, и после заполнения отстойника жидкостью выше нижней кромки перегородки отделившаяся из эмульсии вода перетекает из одного отсека в другой через нижнюю кромку перегородок, до предпоследнего отсека, откуда забирается вода.

Более тонкая очистка нефти от свободного газа, воды и механических

примесей происходит благодаря многократному переливу нефти через перегородки. Весь процесс проходит за сравнительно короткое время.

4.3 Расчет отстойника с переливными перегородками

Основными параметрами отстойника с перегородками являются число и размеры перегородок которые определяются расчетом.

Схема расчета изображена на рисунке 6.

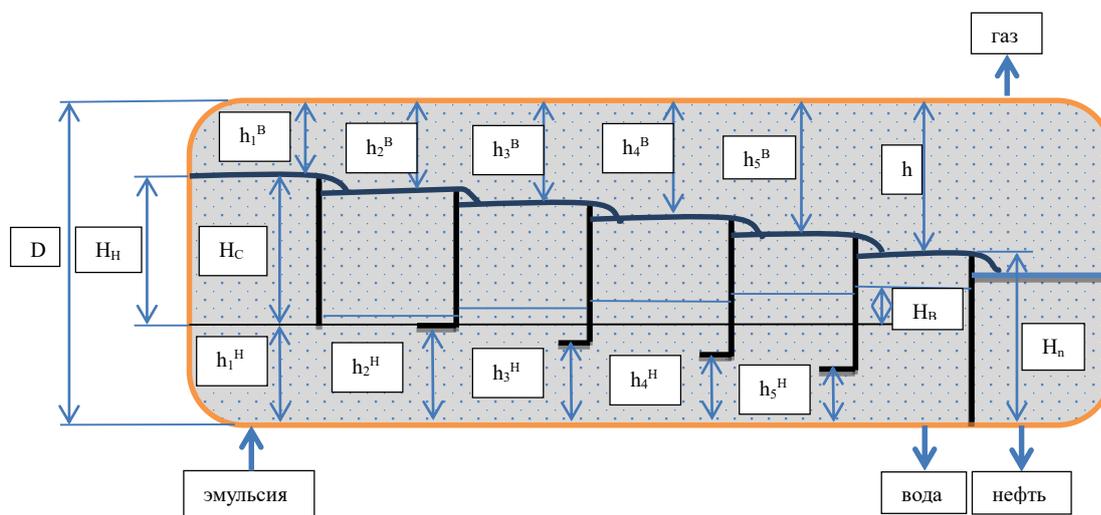


Рисунок 6 – Расчетная схема системы

Исходными данными для расчета:

- плотность нефти ρ_H ;
- плотность воды ρ_B ;
- диаметр корпуса отстойника D ;

Формула равенства гидростатического давления столбов нефти и воды в сообщающемся сосуде:

$$H_H \cdot \rho_H = H_B \cdot \rho_B \quad (18)$$

где: H_H – высота столба нефти,

H_B – высота столба воды.

Сначала нужно задать величину H_B учитывая диаметр корпуса отстойника D и высоту пространства для газа, нефти и воды.

Используя величину H_B по формуле (4.1) находим H_H и вычисляем разность высот столбов нефти H_H и воды H_B :

$$\Delta H = H_H - H_B \quad (19)$$

Требуется задать разность высот перегородок Δh . Рекомендованное значение:

$$\Delta h = 0,02 \dots 0,03 \text{ м.}$$

Зная разность высот столбов воды и нефти, а также разность высот перегородок, определяется максимальное их число:

$$N_{\max} = \frac{\Delta H}{\Delta h} \quad (20)$$

При размещении перегородок по высоте отстойника необходимо учитывать уровень раздела «нефть-вода» в предпоследнем отсеке, который изменяется в пределах регулирования раздела фаз. Величина изменения раздела фаз определяет высоту нижних кромок перегородок.

Компоненты газожидкостной смеси распределяются по объему в соотношении 1/3.

Пропускная способность отстойника зависит от скорости всплытия частиц нефти в воде и оседания капель воды в нефти:

$$V = \frac{0,056(\rho_B - \rho_H)d^2 g}{\mu} \quad (21)$$

где ρ_H, ρ_B , – плотности нефти и воды, кг/м³;

d – диаметр частиц нефти или капель воды, мкм;

g – ускорение свобод,одного падения, м/с²;

μ – динамическая вязкость среды, т.е. нефти или воды, МПа×с.

Скорость отстоя зависит от размера частиц d . Укрупнение частиц провоцирует ускорение процесса отстоя. Поэтому для отстойника определяющим фактором является подготовленность эмульсии.

Время оседания частиц принимается за время пребывания эмульсии в отстойнике. Время оседания тем меньше, чем тоньше слой жидкости. Оснащение отстойника перегородками позволяет уменьшить толщину слоя жидкости в котором происходит отстой с 2 метров до 0,1 – 0,2 метров. Время отстоя при этом сокращается пропорционально уменьшению слоя жидкости.

Слой жидкости перелива через верхнюю кромку перегородки непосредственно связан с расходом жидкости, который определяется по формуле:

$$Q = m^0 b \sqrt{2g} * H^{3/2} \quad (22)$$

где: Q – расход жидкости;

b – ширина водослива (перегородки);

H – геометрический напор (толщина слоя жидкости выше кромки перегородки);

m – коэффициент расхода водослива.

Формула (22) отражает зависимость между расходом жидкости и геометрическим напором. При этом пропускная способность отстойника ограничивается скоростью оседания частиц.

Коэффициент расхода водослива m найден экспериментальным путем с учетом вязкости жидкости:

$$m = 0,069 + 2,476 \frac{\mu_B}{\mu_H} \quad (23)$$

где: μ_B – динамическая вязкость воды;

μ_H – динамическая вязкость нефти.

Рекомендованная формула пропускной способности отстойника с перегородками для ориентировочных расчетов:

$$Q = 300 \times V, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (24)$$

где V – вместимость отстойника, м³.

Исходные данные для расчета ОН-1 с перегородками:

$L=12300$ мм – длина отстойника;

$D=3000$ мм – диаметр отстойника;

$P_B=1027$ кг/м³ – плотность воды;

$P_H=772,7$ кг/м³ – плотность нефти;

$P_3=799,67$ кг/м³ – плотность эмульсии;

$d=0,0287$ см – диаметр капли воды;

$\mu_в=1,0\text{МПа}\cdot\text{с}$ – вязкость воды;

$\mu_н=2,52\text{МПа}\cdot\text{с}$ – вязкость нефти;

Результаты расчетов:

$H_в=0,6\text{м}$ – высота водяной подушки;

$H_н=0,8\text{м}$ – высота нефтяного столба;

$\Delta H=0,2\text{м}$ – разница между столбами воды и нефти;

$N_{max}=6\text{шт}$ – Максимальное количество перегородок.

Высота перегородок:

1=2,1м; 2=1,82м; 3=1,54м; 4=1,26м; 5=0,98м; 6=0,7м; 7=0,42м.

Масса аппарата 22021кг.

Провели исследование подготовки нефти на Северо-Останинском месторождении, с учетом рассчитанных параметров перегородок.

Таблица 9 - Результаты расчётов

Начальная обводненность, %масс	Конечная обводненность, %масс	Время осаждения, мин	Содержание солей, мг/л
10	0,05	64,5	18,6
15	0,09	55,8	20,9
20	0,16	47,6	23,3
25	0,26	39,9	25,4
30	0,34	33,2	29,1
35	0,41	30,1	32,3

При начальной обводненности нефти в диапазоне от 10 до 35 % конечная обводненность составила от 0,05 до 0,41 %, что соответствует требованиям ГОСТ Р 51858-2002. Исходя из расчетов видно, что время осаждения уменьшилось в 1,5 раза, а содержание солей снизилось на 50 %.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5Е	Банин Артём Викторович

Институт	ИПР	Кафедра	ТПМ
Уровень образования	Магистр	Направление/ специальность	Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): «Расчет стоимости внедрения в систему разработки месторождения горизонтальной насосной установки»</i>	<i>Оценка затрат на модернизацию отстойника нефти на Северо-Останинском месторождении</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>СТО Газпром РД 1.12-096-2004</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налоговый кодекс РФ ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016г. № 55-ФЗ</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>Оценка перспективности проведения реконструкция отстойника нефти</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Расчет затрат на реконструкцию отстойника нефти</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Экономическое обоснование эффективности модернизации отстойника нефти</i>

Перечень графического материала

1. <i>Расчетные формулы</i>
2. <i>Таблицы:</i>
– <i>Оборудование для монтажа ГНУ;</i>
– <i>Амортизационные отчисления для оборудования ГНУ;</i>
– <i>Экономические затраты на монтаж установки;</i>
– <i>Надбавки и доплаты к заработной плате работника;</i>
– <i>Расчет заработной платы работников;</i>
– <i>Расчет страховых взносов;</i>
– <i>Стоимость эксплуатации оборудования в год.</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И.В.	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Е	Банин А.В.		

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Отстойники нефти горизонтальные с перегородками, установленные на УПН, ДНС, предназначены для обезвоживания нефти с сепарацией газа, оставшегося в нефтяной эмульсии и подготовки нефти до товарного состояния.

С увеличением времени эксплуатации месторождений повышается показатель обводненности нефти. В связи с ростом обводненности нефти, отстойники нефти перестают справляться с задачей подготовки нефти до товарного состояния.

В данной диссертации была предложена модернизация отстойника нефти с помощью реконструкции его переливными перегородками: на примере участка подготовки нефти Северо-Останинского месторождения.

В данном разделе составлена смета реконструкции отстойника нефти объемом 100 м³ посредством установки в нем переливных перегородок. Габаритные размеры отстойника: длина основания – 15 (м), высота отстойника – 3,5 (м).

5.1 Организационно-техническая подготовка к капитальному ремонту

При разработке проекта организации капитального ремонта опирались на требования и основные положения следующих нормативных документов:

- СНиП 3.01.01-85* Организация строительного производства;
- СНиП 1.04.03-85* Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений;
- расчетных нормативов для составления ПОС.

Данные нормы и правила соответствуют требованиям, специальных ведомственных нормативных документов, утвержденных Миннефтегазстроем, Мингазпромом и Миннефтепромом по согласованию с Минстроем РФ, и дополнительными указаниями настоящих норм.

Капитальный ремонт объекта осуществлялся по проекту производства работ, разработанного подрядной организацией, в соответствии с требованиями СНиП 03.01-87*, а также ОР 13.01-28.21.00-КТН-008-2-01.

До начала подготовительного периода должны быть проведены организационные мероприятия:

- утверждена и выдана подрядной организации проектно-сметная документация;
- решены вопросы обеспечения капитального ремонта материалами, конструкциями и деталями;
- определены строительные, монтажные и специализированные организации для осуществления запланированного капитального ремонта, и решены вопросы по обслуживанию строителей;
- оформлено финансирование;
- произведен в натуре отвод территории для капитального ремонта;
- разработан генеральной строительной организацией проект производства работ.

5.2 Методы производства работ

Ремонт и реконструкцию отстойника нефти намечено осуществить комплексно с помощью подразделений и бригад, выполняющих все виды строительного-монтажных работ при строительстве и ремонте отстойника.

Обслуживание ремонта и реконструкции отстойника будет обеспечиваться производственной базой подрядчика, а также временным строительным хозяйством производственного и складского назначения (установка листов металла на перегородки, ремонт и монтаж оборудования и арматуры, текущий ремонт и обслуживание машин и механизмов).

Для проезда вдоль трассы и прохода строительной техники необходимо устройство проезда к месту работ на площадке установки подготовки нефти.

Ремонт и реконструкции отстойника нефти включает в себя определенный перечень ремонтных, а также строительного-монтажных работ:

подготовка отстойника нефти к огневым работам, установка и приваривание перегородок в отстойнике нефти.

5.3 Расчетная часть

С целью определения экономической эффективности использования данных систем, рассчитаем необходимые затраты в соответствии со ст. 254 НК РФ.

- 1) материальные расходы;
- 2) расходы на оплату труда;
- 3) отчисления на социальные нужды;
- 4) суммы начисленной амортизации;
- 5) прочие расходы.
- б) накладные расходы

К материальным расходам, в частности, относятся следующие затраты налогоплательщика: на приобретение сырья и (или) материалов, используемых в производстве товаров (выполнении работ, оказании услуг) и (или) образующих их основу либо являющихся необходимым компонентом при производстве товаров (выполнении работ, оказании услуг).

5.4 Расчет расхода сварочных материалов и времени сварки

Для определения экономических затрат необходимо рассчитать время сварки и количество материалов, требуемых для выполнения работ по реконструкции отстойника.

Расчет времени сварки можно произвести по формуле:

$$t = \frac{S}{V_{\text{св}}}, \quad (26)$$

где S – общая протяженность сварных швов, м;

$V_{\text{св}}$ – скорость сварки, м/ч.

Протяженность сварных швов определяется по следующей формуле:

$$S = S_{\text{гориз}} + S_{\text{верт}}, \quad (27)$$

где $S_{\text{гориз}}$ – общая протяженность горизонтальных сварных швов, м;

$S_{\text{верт}}$ – общая протяженность вертикальных швов, м.

Общая протяженность вертикальных сварных швов определяется исходя из того, что для сварки каждой перегородки необходим 1 лист размером 2,5x2,5 м, который приваривается с двух сторон. Следовательно, протяженность вертикальных сварных швов для 3 перегородок составляет:

$$S_{\text{вертик}} = 3 \cdot 2,5 \cdot 2 = 15 \text{ (м)},$$

Скорость сварки для перегородок отстойника определяется, исходя из данных таблицы 11. Скорость сварки равно 5,07 м/ч. Следовательно, время сварки перегородок составит:

$$t_1 = \frac{15}{5,07} = 2,95 \text{ (ч)}.$$

Расход сварочной проволоки определяется по формуле:

$$C = V_{\text{пэл}} \cdot t \cdot K_p, \quad (28)$$

где $V_{\text{пэл}}$ – скорость подачи электродной проволоки, м/ч.

K_p – коэффициент расхода сварочной проволоки; $K_p=1,15$;

t – время сварки, ч.

Скорость подачи электродной проволоки определяется, исходя из данных таблицы 11. Данный параметр остается на всем протяжении сварочного процесса и равен 149,4 м/ч. Следовательно, расход сварочной проволоки для перегородок отстойника будет равен:

$$C = 149,4 \cdot 2,95 \cdot 1,15 = 507 \text{ (м)}.$$

Необходимо произвести пересчет расхода сварочной проволоки из метров в килограммы по формуле:

$$m = V \cdot \rho = \frac{\pi \cdot d_э^2}{4} \cdot C \cdot \rho, \quad (29)$$

где $d_э$ – диаметр электрода ($d_э=0,0012$ м);

ρ – плотность материала электрода ($\rho=7790$ кг/м³);

C – расход сварочной проволоки, м.

$$m_1 = \frac{3,14 \cdot 0,0012^2}{4} \cdot 507 \cdot 7790 = 4,46 \text{ (кг)}.$$

Расход углекислого газа определяется из условия того, что для производства сварки сварочной проволокой диаметром 1,2 мм расход углекислого газа составляет 12 л/мин или 720 л/ч [28]. Расход углекислоты определяется по формуле:

$$D = 720 \cdot t, \quad (30)$$

где t - время сварки, ч.

Для перегородок отстойника расход углекислого газа будет равен:

$$D_1 = 720 \cdot 2,95 = 2124 \text{ (л)}.$$

Так как в баллонах находится углекислота, то необходимо пересчитать расход газа. Из 1 л углекислоты получается 315 л углекислого газа. Соответственно, количество углекислоты, необходимой для сварки, составит:

$$g = \frac{2124}{315} = 6,74 \text{ (л)}.$$

Все расчеты проведены для сварки с одной стороны, а так как сварка двусторонняя, то необходимо в 2 раза больше сварочной проволоки и углекислого газа:

$$M = 2 \cdot 4,46 = 8,92 \text{ (кг)};$$

$$G = 2 \cdot 6,74 = 13,48 \text{ (л)}.$$

Из проведенных расчетов были получены данные по требуемому времени и необходимому количеству материалов, требуемых для проведения работ по сварке перегородок в отстойнике.

5.5 Расчет времени на проведение мероприятия

Определим нормы времени для подготовки отстойника к реконструкции и механизированной сварки в среде углекислого газа. Время на проведение мероприятия включает в себя основное время выполнения проходов, а также вспомогательное время, необходимое для подготовки кромок сварного соединения и их последующую обработку, а также для подготовки оборудования к выходу в ремонт.

Согласно типовой инструкции «Безопасное проведение огневых работ на газовых объектах ОАО «Газпром». СТО Газпром 14-2005» время на работы представлены в таблице 1

Таблица 10 – Время на подготовку к огневым работам

Операция	Время (ч)
Освобождение оборудования от рабочей среды	24
Установка заглушек	20
Продувка азотом	24
Другие операции	13
Итого:	81

Время на подготовку оборудования к ремонту:

$$T_{\text{под}} = 81 \text{ (ч)}.$$

Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е22» [28] время на выполнение мероприятия представлено в таблице 2.

Таблица 11 – Вспомогательное время на выполнение мероприятия

Операция	Время, мин	Общее время, ч
Разделка кромок плазморезами	15	3
Последующая обработка кромок	30	6
Предварительный подогрев	20	4
Приварка «ушей», монтаж листов, фиксация	40	8
Смена кассеты со сварочной проволокой	3	0,6
Шлифовка облицовочного шва	40	8
Другие операции	10	4,6
Итого:	158	34,2

Так как основные и вспомогательные операции могут выполняться одновременно, то общее время на мероприятие будет равно наибольшему значению из этих двух времен. Следовательно, общее время на выполнение мероприятия будет равно:

$$T_{\text{раб}} = 34,2 \text{ (ч)}.$$

Общее время на подготовку и работу составляет:

$$T_{\text{общ}} = T_{\text{раб}} + T_{\text{под}} = 34,2 + 81 = 125,2 \text{ (ч)}. \quad (31)$$

5.6 Расчет необходимых материалов

В таблице 12 приведены все необходимые для реконструкции отстойника материалы. Стальные листы, швеллера и балки двутавровые принимаем по прайсу ООО «СИБИРСКИЙ ПРОЕКТ»

Т.к. в прайсе стоимость указана за тонну материала, то необходимо рассчитать потребное количество. Расчет приведем на примере листа г/к сталь 09Г2С-12 2*8 толщиной 9мм:

$$\text{Количество} = N \cdot \rho \cdot a \cdot \frac{b}{1000} = 3 \cdot 9200 \cdot 2,5 \cdot 2,5 \cdot \frac{0,009}{1000} = 1,55(\text{ т}), \quad (32)$$

где N – количество, шт;

ρ – плотность стали, кг/м³;

a – ширина листа, м;

b – высота листа, м;

δ – толщина листа, м.

Далее считаем стоимость материала:

$$Ц = \text{Количество} \cdot Ц_{\text{ед}} = 1,55 \cdot 33456 = 51940,44(\text{ р}), \quad (2)$$

где $Ц_{\text{ед}}$ – цена за единицу (по прайсу тонна), руб.

Стоимость материалов, взятых из ГЭСН 81-02-09-2001 Сборник № 9, рассчитываем по формуле (1) с учетом коэффициента пересчета на 1 квартал 2017 года ($k=12,47$), аналогично стоимости эксплуатации машин.

Покажем расчет на примере каната пенькового (код 101-0309):

$$Ц = N \cdot Ц_{\text{Б}} \cdot k = 0,0001 \cdot 33500,75 \cdot 12,47 = 41,7\text{р}. \quad (33)$$

Таблица 12 – Материалы необходимые для реконструкции

Название	Кол.	Ед. изм.	Потре бное количе ство	Ед. изм.	цена, руб/ед	Стоимость, руб
лист г/к сталь 09Г2С-12 2*8 толщина 9	3	шт	1,55	тонна	33456,00	51940,44
ЛИСТ Г/К СТ. 3;	6	шт	2,44	тонна	32265,00	48946,55

1,5*6 толщина 5 мм						
швелер г/к ровнополочный №10	38	шт	0,35	тонна	40654,00	14228,90
балка двутавровая № 25Б	26	шт	0,63	тонна	46995,00	29606,85
Канаты пеньковые пропитанные	0,0001	тонна	0,0001	тонна	33500,75	41,7
Керосин для технических целей марок КТ-1, КТ-2	0,00007	тонна	0,0000 7	тонна	4490,58	2,35
Кислород технический газообразный, сорт 1 (не менее 99,7%) ГОСТ 5583-78	0,61	м3	0,61	м3	10,15	46,37
Мыло твердое хозяйственное 72%	0,05	шт	0,05	шт	5,14	1,93
Проволока горячекатаная в мотках, диаметром 6,3-6,5 мм	0,00003	тонна	0,0000 3	тонна	5067,71	1,14
Электроды диаметром 4 мм Э46	0,002	тонна	0,002	тонна	10991,64	164,66
Электроды диаметром 8 мм Э46	0,004	тонна	0,004	тонна	10593,84	317,39
Болты с гайками и шайбами строительные	0,00145	тонна	0,0014 5	тонна	17060,79	185,28
Гвозди строительные	0,00001	тонна	0,0000 1	тонна	6594,27	0,50
Растворитель марки Р- 4	0,0006	тонна	0,0006	тонна	14695,82	66,04

Вода	51,7	м3	51,7	м3	5,10	1974,89
					итого	147523,4

Исходя из данных в таблице получили общую сумму затрат, необходимую на приобретения материалов для реконструкции отстойника.

5.7 Расчет количества необходимой техники и оборудования

В процессе сооружения потребуется следующая техника: автомобильный кран. Он необходим для захвата листов резервуара и поднятия их на необходимую высоту. В качестве такого крана был выбран автомобильный кран КС-35719-3-02, являющийся высокопроходимым, что является одним из важнейших условий при выборе техники для сооружения резервуаров.

Для доставки листов необходим бортовой автомобиль «УРАЛ».

Непосредственно для производства процесса сварки потребуется 1 сварочный аппарат и аппарат для газовой резки. Был выбран сварочный агрегат «АПС-4».

5.8 Расходы на оплату труда

К расходам на оплату труда относятся согласно ст. 255 НК РФ:

Суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда (таблица 3). Фонд отплаты труда сформирован за 125,2 часа, что составляет.

Таблица 13 – Расчет заработной платы

Профессия	Разряд	Количество	Тарифная ставка, руб./час	Время на проведение мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50%+50%	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Мастер	8	1	165	125,2	20658	20658	41316
Монтажник	6	2	102	34	6936	6936	13872
Электросварщик	7	1	125	34	4250	4250	8500

Водитель	3	1	54	34	1836	1836	3672
Газорезчик	5	1	84	20	1680	1680	3360
Слесарь	5	2	54	125,2	13521,6	13521,6	27043,2
Крановщик	5	1	104	20	2080	2080	4160
Итого		11			50961,6	50961,6	101923,2

Таблица 14 – Страховые взносы во внебюджетные фонды

№ пп	Зар. плата всех сотрудников за период производства работ всего, руб.	ПФР (22%)	ФСС (2,9%)	ФФОМС (5,1%)	ОСС от несчаст. случаев (0,8 %)*	Итого сумма отчислений
1.	101923,2	22423	2955,7	5198,1	815,38	31392,2

* для VIII класса в соответствии с классификацией страховых тарифов на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний с 01.01.2006 г. утвержденного Приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 25.12.12 N 625н

5.9 Расчет амортизационных отчислений

Сумма начисленной за один месяц амортизации в отношении объекта амортизируемого имущества определяется как произведение его первоначальной (восстановительной) стоимости и нормы амортизации, определенной для данного объекта ст.259 НК РФ.

Таблица 15 - Расчет амортизационных отчислений и общее количество потребных машин

Объект	Стоимость руб.	Норма амортизации %	Норма амортизации в год, руб.	Норма амортизации в час, руб.	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Кран на базе «Камаз»	5450000	10	545000	62,21	1	20	1244,2
Сварочный агрегат «АПС-4».	185750	8,33	15473	1,77	1	34	60,18

Автомобиль бортовой «Урал».	2500000	10	250000	28,53	1	34	970
Компрессор передвижной	163850	8,33	13648	1,55	1	24	37,2
Аппарат для газовой резки	200000	8,33	16600	1,89	1	20	37,8
Итого	2349,4						

5.10 Калькуляция затрат

Также были рассчитаны накладные расходы. Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 6) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (34)$$

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

Таблица 16 - Затраты

№п/п	Статьи расходов	Сметная стоимость (руб.)
1.	Материальные расходы	147523
2.	Амортизационные отчисления	2349,5
3.	Фонд оплаты труд	101923,2
4.	Страховые взносы во внебюджетные фонды	31392,2
5.	Накладные расходы (16%)	45310,3
	Итого	328497,8

Таким образом, для выполнения работ по реконструкции отстойника, рассчитанной на 125,2 часа, необходима сумма в размере 328497,8 рублей.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Магистранту:

Группа 2БМ5Е	ФИО Банину Артёму Викторовичу
-----------------	----------------------------------

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ТПМ
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Отстойник нефти на установки подготовки нефти. Рабочая зона – Северо-Останинское нефтегазоконденсатное месторождение, в частности установка подготовки нефти, отстойник нефти и нефтегазоэпараторы.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>Рассматриваются такие вредные факторы как:</p> <p>1. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу. Вредные факторы: Попутный нефтяной газ оказывает физиологическое воздействие, напоминающее опьянение. Предлагаемые средства защиты: костюмом брезентовый; сапогами кирзовые; рукавицы брезентовые; плащ непромокаемый; противогаз ПФП с коробкой марки «А».</p> <p>2. Отклонения показателей климата на открытом воздухе. Вредные факторы: Проведения работ на открытом воздухе в холодное время года может привести к переохлаждению организма. Предлагаемые средства защиты: спецодежда с теплозащитными свойствами.</p> <p>3. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны. Вредные факторы: скопление вредных и взрывопожароопасных веществ. Предлагаемые средства защиты: фильтрующий противогаз с коробкой марки «А», шланговый противогаз.</p> <p>4. Повышенный уровень шума на рабочем месте. Вредные факторы: шум влияет на протекание нервных процессов, способствует развитию утомления, изменениям в сердечно-сосудистой системе и появлению шумовой патологии. Предлагаемые средства защиты: использование индивидуальных средств защиты (беруши, наушники, ватные тампоны).</p>
<p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производённой среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); 	<p>В этом пункте рассматриваются опасные факторы:</p> <p>1. Движущие машины и механизмы производственного оборудования. Источники: подвижные столы и стойки станков, передачи (ременные, цепные и др.) расположенные вне корпусов станков. Предлагаемые средства защиты: устанавливают защитные устройства (местные ограждения, крышки, козуха и др.), предупреждающий знак опасности, предохранительные и блокирующие устройства</p>

<ul style="list-style-type: none"> – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>предотвращающие поломку деталей станков.</p> <p>2. Опасность поражения током. Источники: электрические сети, электрифицированное оборудование (электродвигатель, трансформатор) и инструмент. Предлагаемые средства защиты: исправная и надежная изоляция токоведущих частей; ограждение токоведущих частей; блокировка при приближении к токоведущим частям; предупредительная сигнализация; электрозащитные (диэлектрические) средства; предупреждающие и запрещающие плакаты.</p> <p>3. Пожаровзрывоопасность. Источники: высокое давление нефти, нефтепродуктов и газа в трубопроводах и аппаратах; наличие нефтяных паров и газов в воздушной среде производственных помещений и технологических площадок. Первичные средства пожаротушения: асбестовое полотно, песок, внутренний пожарный кран, лопата, кошма, ручные и переносные огнетушители.</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Оценка воздействия месторождения на состояние земельных ресурсов, атмосферный воздух, состояние поверхностных вод.</p> <p>Характеристика месторождения как источника образования отходов производства и потребления.</p> <p>Комплекс мер по охране окружающей среды.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>Оценка и прогнозирование чрезвычайных ситуаций.</p> <p>Описание возможных аварийных ситуаций.</p> <p>Характеристика мероприятий по защите персонала промышленного объекта в случае возникновения ЧС.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>Меры безопасности при эксплуатации производственных объектов.</p> <p>Правовое регулирование трудовых отношений.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.03.17
--	----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Кырмакова Ольга Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Е	Банин Артём Викторович		

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Основными законодательными актами по охране труда в нашей стране являются Конституция России, Основы законодательства и др. в этих документах отражены правовые вопросы охраны труда и здоровья трудящихся. На основании вышеперечисленных источников, а также исходя из соответствующих правил безопасности и норм производственной санитарии в данном проекте нами разрабатываются основные мероприятия по созданию безопасных условий работы операторов при обслуживании отстойника нефти.

Всякая деятельность протекает из определенных мотивов и направлена на достижение конкретных целей. Абсолютно безопасной деятельности не существует. По данным Госкомстата, по различным причинам в Российской Федерации на производстве ежегодно травмируется 650-700 тысяч человек, 15-16 тысяч человек с летальным исходом, 6 млн. человек работают во вредных условиях, более 700 тысяч единиц оборудования и 61 тысяча зданий и сооружений не отвечает требованиям безопасности. В среднем, ежегодно происходит около 500 тысяч пожаров, основными причинами этих негативных явлений являются:

- недостаточный уровень обучения и квалификации персонала;
- несоответствие технологических процессов современным требованиям безопасности;
- недостаточное оснащение производства системами очистки выбросов;
- устаревшее оборудование;

В данном случае, описывается несколько мероприятий по улучшению охраны и условий труда, охраны окружающей среды, предложены возможные чрезвычайные ситуации и их предотвращение.

6.1 Техногенная безопасность

6.1.1 Анализ вредных факторов производственной среды

6.1.1.1 Вибрации

Причиной возникновения вибраций являются возникающие при работе машин и агрегатов неуравновешенные силовые воздействия. В одних случаях их источниками являются возвратно-поступательно движущиеся детали (кривошипно-шатунный механизм в двигателях и компрессорах); в других случаях неуравновешенные вращающиеся массы. Иногда вибрации создаются ударами деталей. Вибрации неблагоприятно воздействуют на организм человека: они могут быть причиной функциональных расстройств нервной и сердечно-сосудистой систем, а также опорно-двигательного аппарата. При этом заболевание сопровождается головными болями, головокружением, онемением рук (при передаче вибраций на руки), повышенной утомляемостью. Особенно вредна вибрация с частотой около 5 Гц, то есть с частотой, близкой к собственной частоте человеческого тела.

Таблица 17- Допустимые величины вибрации в производственных помещениях предприятия

Амплитуда колебаний	Частота вибрации,	Скорость колебательных	Ускорение колебательных
0,6-0,4	До3	1,12-0,76	22-14
0,4-0,15	3-5	0,76-0,46	14-15
0,15-0,05	5-8	0,46-0,25	15-13
0,05-0,03	8-15	0,25-0,28	13-27
0,03-0,009	15-30	0,28-0,17	27-32
0,009-0,007	30-50	0,17-0,22	32-70
0,007-0,005	50-75	0,22-0,23	70-112
0,005-0,003	75-100	0,23-0,19	112-120
1,5-2	45-55	1,5-2,5	25-40

Средства коллективной защиты от повышенного уровня вибраций: Устройства оградительные, виброизолирующие, виброгасящие и вибропоглощающие.

6.1.1.2 Шумы

Шум является одним из наиболее распространенных неблагоприятных факторов условий труда на производстве. Под влиянием интенсивного шума нарушаются функции не только слухового анализатора, но и центральной нервной, сердечно-сосудистой и других физиологических систем. Работа в условиях интенсивного шума приводит к снижению производительности труда, росту брака и увеличению вероятности получения производственных травм. Все механизмы и агрегаты являются источником шума.

Таблица 18-Нормируемые параметра шума на рабочих местах

Шумы, дБ	Частота, Гц	Общая вибрация
80	1-63	Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий

Средства коллективной защиты от повышенного шума: Устройства оградительные, звукоизолирующие, звукопоглощающие, глушители шума

6.1.1.3 Перепад температур

Одна из главных особенностей условий труда операторов по добыче нефти – это работа, в основном, на открытом воздухе (на кустах скважин), а также работа связанная с перемещениями на территории объекта и между объектами (кустами), частыми подъемами на специальные площадки, находящиеся на высоте. Поэтому в условиях сурового климата Западной Сибири и Крайнего Севера с низкими температурами (зимой до -50°C) и высокой влажностью (летом до 100%) играют метеорологические факторы.

При низкой (сверхдопустимых норм) температуре окружающей среды тепловой баланс нарушается, что вызывает переохлаждение организма, ведущее к заболеванию. В случае низкой температуры воздушной среды

уменьшается подвижность конечностей в следствии интенсивной теплоотдачи организм, что сковывает движения. Это может послужить причиной несчастных случаев и аварий.

При длительном пребывании работающего в условиях низкой температуры и, следовательно, переохлаждении организма возможно возникновение различных острых и хронических заболеваний: воспаление верхних дыхательных путей, ревматизм и другие. Результатами многократного воздействия низких температур являются пояснично-крестцовый радикулит и хроническое повреждение холодом (ознобление).

При высокой температуре снижаются внимание и скорость реакции работающего, что может послужить причиной несчастного случая и аварии. При работе в летнее время при высокой температуре (до +50 С) возможны перегревания организма, солнечные и тепловые удары.

Кусты, как правило, засыпаются песком, поэтому при сильных ветрах случается поднятие частиц песка и пыли, которые могут попасть в глаза и верхние дыхательные пути. Нормирование метеорологических параметров устанавливает ГОСТ 12.1.005-76.

6.1.1.4 Наличие в воздухе вредных веществ

В ходе производственных операций рабочие могут подвергаться вредным газам и парам нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры (свище, щели по шву) вследствие внутренней коррозии или износа, превышения максимально допустимого давления, отказы или выходы из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Пары нефти и газа при определенном содержании их в воздухе могут вызвать отравления и заболевания. При постоянном вдыхании нефтяного газа и паров нефти поражается центральная нервная система, снижается артериальное давление, становится реже пульс и дыхание, понижается температура тела. Особенно опасен сероводород – сильный яд, действующий на нервную систему. Он нарушает доставку тканям кислорода, раздражающе действует на слизистую

оболочку глаз и дыхательных путей, вызывает острые и хронические заболевания, ПДК H₂S – 0,1 мг/м³ (ГОСТ 12.1.005-76.)

6.1.2 Анализ опасных факторов рабочей зоны на предмет их опасных проявлений

6.1.2.1 Пожаровзрывобезопасность

Специфическая особенность условий эксплуатации установок подготовки нефти– высокое давление в оборудовании и трубопроводах, которое доходит до 30 МПа. В связи с этим любое ошибочное действие оператора при выполнении работ на технологическом оборудовании и трубопроводах может привести к опасной аварии.

Высокое давление и загазованность указывают на повышенную пожаро-взрывоопасность объекта.

Таблица 19- Категория взрывопожарной и пожарной опасности помещений и наружных установок

Наименование помещения	Категория взрывопожарной и пожарной опасности зданий и помещений (НПБ 105-03)	Классификация зон внутри и вне помещений для выбора установки электрооборудования		Группа производственных процессов по санитарной характеристике (СНиП 2.09.04-87)
		Класс взрывоопасности	Категория и группа взрывоопасных смесей ГОСТ Р 51330.2-99	
Служебно-эксплуатационный блок с операторной	В1	П-1	ПАТЗ	16
Устье добывающей скважины	Ан	В-1г	ПАТЗ	1

В качестве огнегасительных средств на установках используются: вода, песок, инертные газы, пены, порошки. Наиболее широкое применение получили огнетушители типа ОХП — 10, ОП-М, ОВП-5, ОВП-10

6.1.2.2 Поражение электрическим током

Эксплуатация установок подготовки нефти характеризуется с наличием высокого напряжения в силовых кабелях и технологическом оборудовании. Причем станция управления и оборудования УПН обычно не находятся в непосредственной близости друг от друга и часть кабеля проходит по поверхности, что увеличивает зону поражения электротоком, а следовательно и вероятность несчастного случая.

Причиной несчастного случая может быть также неудовлетворительное состояние объекта с позиции санитарии, его чрезмерная захламленность и замазученность, плохая подготовка скважин к замерам пластового давления.

Для предохранения рабочих от поражения электрическим током электрооборудование УПН должно быть надежно заземлено. В соответствии с ГОСТом 12.1.006-84

6.2 Экологическая безопасность

Нефтяная промышленность остается потенциально опасным по загрязнению окружающей среды и ее отдельных объектов. Возможное воздействие ее на основные компоненты окружающей среды (воздух, воду, почву, растительный и животный мир, человека) обусловлено токсичностью углеводородов, их спутников, большим количеством химических веществ, применяемых в технологических процессах, наличием опасных производств.

В процессе подготовки нефти непрерывное загрязнение окружающей среды вызвано различного рода утечками в оборудовании.

Основными источниками вредных выбросов в окружающую среду являются: открытые утечки и порывы нефтепроводов.

Для предотвращения загрязнения почв при эксплуатации объектов нефтепромыслов предусматривается:

- полная герметизация систем сбора, сепарации и подготовки нефти и газа;
- автоматическое отключение трубопроводов отсекающими при прорыве выкидной линии.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов при разработке и эксплуатации месторождений. Сюда включают:

- комплексное геологическое изучение строения недр, получение достоверных данных о количестве полезных ископаемых;

- выбор, обоснование прогрессивных систем вскрытия, способов разработки, технологии добычи и т.д.;

объемы, виды и организация работ по рекультивации земель;

предотвращение открытых нефтяных фонтанов;

сохранение в чистоте водоносных горизонтов, предотвращение их истощения;

предотвращение загрязнения, заражения, опасной деформации, сейсмического воздействия на недра при эксплуатации и исследовании скважин.

6.2.1 Защита атмосферы

При подготовки нефти происходит загрязнение атмосферы, земель, вод. В атмосферу, почву, водоемы ежегодно выбрасывается около 5 млрд. т твердых веществ промышленных отходов, 700 м³ загрязненных сточных вод и около 900 наименований вредных веществ. Ядовитые загрязнения влияют на деторождаемость и наследственность, на функции нервной системы, а также на возникновение и развитие злокачественных образований.

Содержание вредных примесей в воздухе в ряде случаев в 5-12 раз превышают норм ПДК. Загрязненным дымом, пылью, газами воздух обеднен

кислородом. Загрязненный воздух резко сокращает сроки жизни деревьев, растений и других биологических видов.

Нагретый воздух, насыщенный газами, копотью движется с окраин и заполняет центры городов, создавая особо тяжелую экологическую обстановку.

Следовательно, при разработке проекта одним из важных разделов являются мероприятия, направленные на охрану окружающей среды и недр.

Мероприятия по охране недр являются важными элементами и составной частью всех технологических процессов при использовании газа, нефти и конденсата. К наиболее важным мероприятиям относятся:

правильный выбор арматуры средств КИПиА, работающих в средах, содержащих кислые газы;

выбор материалов для герметизации системы подготовки нефти;

применения систем автоматических блокировок и аварийной остановки, обеспечивающих отключение оборудования и установок при нарушении технологического режима без разгерметизации системы;

применение в качестве и для различных технологических нужд газа, прошедшего осушку и сероочистку на ГПЗ или локальных установках на промысле; применение закрытой факельной системы для ликвидации выбросов сероводорода при ремонте технологических установок и т.п. с помощью его сжигания в факелах.

6.2.2 Защита литосферы

При малых аварийных разливах нефти, ее распространение предотвращают путем оконтуривания участка плугами ПЩ-1, ПКЛ-70, ПЛ-1, агрегируемых с трактором АХТ-55 или ДТ-75. Оконтуривание производят вспашкой с глубиной погружения лемеха в почву на 20-25 см. если плуг создает односторонний отвал, то отвал ведут навстречу потоку поступления нефти.

Средние разливы нефти локализуют с помощью траншей, которые отрывают на пути потока нефти экскаваторами МК-22 и ЭТР-206А и

аккумулируют разлитую нефть в траншеи с последующей ее быстрой откачкой. Выемку грунта производят в сторону, противоположную от направления поступления нефти, на расстоянии от края траншеи не менее 1 метра. Через каждые 200-300 метров отвала создаются технологические разрывы шириной не менее 5 метров для подъезда к траншее техники, предназначенной для сбора нефти из траншеи.

Локализация больших объемов разлива нефти производится также с помощью траншей. Технологический процесс локализации нефти аналогичен локализации нефти при средних разливах.

6.2.3 Защита гидросферы

При разливах нефти на водной поверхности место разлива нефти локализуется с помощью специальных поплавков - бон. С нижней части бонов имеется металлическая пластина шириной 8 см, предотвращающая перетекание нефти под бонами. Локализованную нефть собирают плавающими насосными агрегатами импортного производства ("Морской дьявол" и т.п.) с гидравлическим приводом от стационарного дизельного двигателя. Сбор нефти производится либо в линии близлежащих нефтепроводов, либо в случае их удаленности в отдельные резервуары, с периодической откачкой нефти из них автоцистернами. Для бесперебойной работы насосного агрегата разлитая нефть периодически подтягивается к насосу при помощи бон.

Технологический процесс сбора нефти с поверхности земли и загрязненного грунта включает в себя следующие операции:

- срезание верхней части грунта совместно с загрязнениями и создание продольных валов по ходу техники;

- погрузку загрязненного грунта в транспортные средства и его транспортировку в отведенные для этого места.

Срезание грунта и оформление валов рекомендуется выполнять при помощи автогрейдеров, скреперов, бульдозеров.

6.3 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Основное условие безопасности при обслуживании нефтяных скважин – соблюдение трудовой и производственной дисциплины всеми работающими на них.

Все работы связанные с эксплуатацией УПН (обслуживание, перевозка, монтаж, демонтаж) должны выполняться в соответствии с правилами безопасности и инструкциям по охране труда для рабочих цехов добычи нефти и ППД, а также следующими документами:

1. Правило безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утверждение Госгортехнадзором.
2. Правила технической эксплуатации электроустановок, утвержденные Госэнергонадзором.
3. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок, утвержденные Госэнергонадзором.
4. Правила устройства электроустановок, утвержденные Госэнергонадзором.
5. Руководство по эксплуатации УПН, утвержденное ОКБ БН.

Рабочие должны обеспечиваться необходимой спецодеждой, соответствующей времени года (лето – роба х/б, сапоги, головной убор, рукавицы, а также средства защиты от кровососущих насекомых; зимой – шапка-ушанка, валенки, ватные штаны, шуба, ватные рукавицы).

На каждом кусте должна быть оборудована пульт-будка с имеющимися в наличии аптечкой, бачком с питьевой водой, носилками, а также мебелью для отдыха.

При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежании травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 лк (СНиП I – 4-79).

Особое внимание следует обратить на санитарное состояние территории куста, не допускать его захламливания и замазученности, зимой необходимо регулярно расчищать снежные заносы на подходах к скважины.

Содержание нефтяных паров и газов в воздухе рабочей зоны не должно превышать ПДК (углеводороды предельно С-С₁₀ в пересчете на С – 300 мг/м³, ГОСТ 12.1.005-76). Во время ремонта скважин при наличии в воздухе рабочей зоны нефтяных паров и газов, превышающих ПДК, необходимо заглушить скважину жидкостью соответствующих параметров и качества. Работы в загазованной зоны должны проводиться в соответствующих противогазах.

К монтажу (демонтажу) оборудования УПН и его обслуживанию допускается электротехнический персонал, знающий схемы применяемые станций управления, трансформаторов, конструкции по их эксплуатации, прошедший производственное обучение и стажировку на рабочем месте, а также проверку знаний с присвоением квалификационной группы по электробезопасности.

Для измерения давления в трубопроводах должны быть установлены стационарные манометры с трехходовыми кранами.

При установке наземного оборудования в будке станция управления должна быть расположена так, чтобы при открытых дверцах обеспечивался свободный выход из будки.

При установке электрооборудования на открытой местности оно должно иметь ограждение и предупреждающий знак «Осторожно! Электрическое напряжение!».

Намотка и размотка кабеля на барабан кабеленаматывателя должна быть механизирована. Производить намотку (размотку) кабеля вручную, а также тормозить барабан руками, доской или трубой запрещается.

Все открытые движущиеся части механизмов кабеленаматывателя могущие служить причиной травмирования должны иметь ограждения.

Прокладка, перекладка кабелей УПН по эстакаде рядом с действующими кабелями, находящимися под напряжением, а также перекладка кабелей допускается в случае необходимости при выполнении следующих условий:

- Работу должны выполнять рабочие, имеющие опыт прокладки кабелей, по наряду-допуску (распоряжению электротехнического персонала ЦБПО НПО под руководством лица с группой по электробезопасности не ниже V при напряжении выше 1000 В.
- Работать следует в диэлектрических перчатках, поверх которых для защиты от механических повреждений одеваются брезентовые рукавицы. Санитарные нормы действия тока на организм, устанавливает ГОСТ 12.1.000-76.

Таким образом в данном разделе разработаны основные мероприятия , которые обеспечат безопасные условия работы операторов при обслуживании установки подготовки нефти.

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Согласно трудовому законодательству, каждый гражданин имеет право на охрану здоровья от неблагоприятного воздействия, возникающего в процессе ведения производственных работ (в том числе в результате аварий). При обустройстве и эксплуатации месторождений особое внимание планируется уделять сохранению здоровья человека. Учитывая особенности сложившихся биолого-генетических, биоритмических, социальных, психологических и природных стереотипов, предполагается разработка соответствующей системы для трех групп людей: 1) здоровье местного населения, проживающего в районе рассматриваемого месторождения (в данном случае под районом подразумевается территория месторождения и прилегающая к ней зона, на которую будет оказываться прямое или косвенное влияние при обустройстве и эксплуатации месторождения); 2) здоровье персонала, работающего на месторождении вахтовым методом; 3) здоровье персонала, работающего на месторождении и постоянно проживающего в районе нефтедобычи.

На работу следует принимать лиц не моложе 18 лет, годных по состоянию здоровья, соответственным образом обученных и прошедших инструктаж по технике безопасности.

Перевозка рабочих на место и обратно должна осуществляться на бортовых автобусах или специально оборудованных грузовых бортовых автомобилях, а в труднодоступных местностях – на вездеходах. Продолжительность рабочего времени установлена трудовым законодательством и не должна превышать 41 час в неделю.

Для защиты работников, выполняющих различные виды работ, связанных с УПН, применяется спецодежда и спецобувь: костюм от нефти и нефтепродуктов, сапоги кирзовые и резиновые рыбацкие, рукавицы резиноканевые, противогаз фильтрующий БФК, каска и многое другое.

Государственный надзор осуществляет федеральной инспекцией труда. Ведомственный надзор осуществляется отделом охраны труда.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Одной из наиболее частых аварий является взрыв.

При выборе электрооборудования для объектов добычи нефти и газа необходимо учитывать специфические условия работы электрических установок, связанных с наличием взрывоопасных газов и паров.

К взрывоопасным относятся смеси с воздухом горючих газов и паров горючих жидкостей с температурой вспышки 45⁰С и ниже, а также горючей пыли или волокон с нижним пределом взрываемости не выше 65 г/см³ по ГОСТ 12.1.011-78

В зависимости от температуры самовоспламенения устанавливаются 5 групп взрывоопасных смесей по ГОСТ 12.1.011-78:

Таблица 20-Группы взрывоопасных смесей

Группа взрывоопасной смеси	Температура самовоспламенения С
T1	Свыше 450
T2	300 до 450
T3	200 до 300
T4	135 до 200
T5	100 до 135

При взрыве газовой смеси весом в 10 т находится на расстоянии менее 65 м от эпицентра взрыва опасно для жизни.

Для насосов и другого оборудования:

Слабые разрушения при $\Delta p_{\phi} = 0,25-0,4$ атм.

Средние разрушения при $\Delta p_{\phi} = 0,4-0,6$ атм.

Сильные разрушения при $\Delta p_{\phi} = 0,6-0,7$ атм.

Заключение

В текущих условиях технологическое оборудование УПН работает на полную мощность. Загрузка мощностей производится, как с Останинской группы месторождений (ОГМ), так и с Казанского НГКМ. Товарная нефть соответствует предъявляемым к нефти первой группы качествам. Данные проведенных анализов за период 2016 года отобранных на узле учета нефти отвечают требованиям ГОСТа 1756. В данных условиях необходимо учитывать то, что нефть поступающая с Казанского НГКМ является почти подготовленной. При наращивании загрузки установки нефтью с останинской группы месторождений, нефть с Казанского НГКМ будет приниматься исключительно в товарный парк для дальнейшей транспортировки в нефтепровод на сдачу в систему «АК Транснефть» [8].

Нефть с останинской группы месторождений имеет высокий газовый фактор и обводненность не менее 10%. Расчеты проведенные в данной работе показали, что отстойник нефти при дальнейшем увеличении обводненности не будет справляться разложением эмульсии даже при условии подачи в нефтяной коллектор деэмульгатора. Неизбежно встает вопрос замены аппарата на более оснащенный. Обычно для того чтобы увеличить время отстоя эмульсии, отстойник нефти выбирается больших размеров, что в свою очередь экономически не дешево.

Расчеты проведенные мною показали, что дорогостоящую замену можно избежать если имеющийся аппарат подвергнуть реконструкции. Для этого потребуются оснастить его переливными перегородками и приемным отсеком для нефти, дооснастить аппарат запорно-регулирующей арматурой по линии отвода попутного нефтяного газа и укомплектовать соответствующими уровнемерами.

Список использованных источников

1. Технологический регламент установки подготовки нефти Северо-Останинского нефтяного месторождения, Томск 2011 г., ТФ ФГУП «СНИИГГ и МС».
2. Гершуни С. Ш ., Лейбовская М. Г. Оборудование для обессоливания нефти в электрическом поле.. М.:ЦИИТиХИМИЕФТЕМАШ, 1983, с.32.
3. Левашова А.И., Кравцов А.В., Сухинина О.С. Теоретические основы химической технологии топлива и углеродных материалов: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – 156 с.
4. Ахметов, С. А. Технология глубокой переработки нефти и газа: Учебное пособие для вузов / С. А. Ахметов. Уфа: Гилем, 2002. 672 с.
5. Нефтегазовое дело [Электронный ресурс] / Уфимский государственный нефтяной технический университет; Такаева М.А., Мусаева М.А., Ахмадова Х.Х., Пивоварова Н.А, Сыркин А.М. Влияние деэмульгаторов и магнитного поля на глубину обессоливания грозненских нефтей // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело". 2011. №2. С. 121-127. главный редактор Бахтизин Р.Н.;- Электрон, дан.- М : УГНТУ; URL: http://www.ogbus.ru/authors/Takaeva/Takaeva_1.pdf, - Загл. с экрана.— Яз. рус., англ. Дата обращения: 10.05.2014 г.
6. Нефтегазовое дело [Электронный ресурс] / Уфимский государственный нефтяной технический университет; Кошкаров В.Е., Ахметов А.Ф. Исследование электрокинетической природы эмульсионных вяжущих веществ, главный редактор Бахтизин Р.Н.;- Электрон, дан.- М : УГНТУ; 2014. №1. С. 220-231. URL: <http://www.ogbus.ru>, URL: [/authors/ KoshkarovVE/ KoshkarovVE_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/KoshkarovVE/KoshkarovVE_1.pdf), свободный, - Загл. с экрана.— Яз. рус., англ. Дата обращения: 18.05.2014 г.
7. Нефтегазовое дело [Электронный ресурс] / Уфимский государственный нефтяной технический университет; Егоров А.В., Николаев В.Ф., Сенгатуллин К.И., Муратов И.Я., Зайнутдинов Х.Г. Ингибитор

парафиноотложения комплексного действия для нефтяных эмульсий и парафинистых нефтей // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело". 2013. №2. С. 334-348. URL: http://www.ogbus.ru /authors/EgorovAV /EgorovAV_1.pdf, свободный, - Загл. с экрана.— Яз. рус., англ. Дата обращения: 18.05.2014 г.

8. Мильштейн Л.М. "Нефтегазопромысловая сепарационная техника", Недра, 1999 г.;

9. Лобков А.М. Сбор и обработка нефти и газа на промысле. -М.: Недра, 1968г.-285с.

10. Кузнецов А.А., Кагерманов С.М., Судаков Е.Н. Расчеты процессов и аппаратов нефтеперерабатывающей промышленности /изд.2-е перер. и доп. – Л.: Химия, 1974. –344 с.

11 Арнольд К., Стюарт М. Справочник по оборудованию для комплексной подготовки нефти. Промысловая подготовка углеводородов/Перевод с английского. – М.:ООО «Премиум Инжиниринг», 2011. – 776 с., ил. – (Промышленный инжиниринг).

12. Способ разрушения обратимых эмульсий в системах для обессоливания сырой нефти: Method of breaking reverse emulsion in a crude oil desalting system. Пат.5607574 США, МНИ. С10G33/00/Hart Paul R . Betz Bearbon inc.- №437338; Заявл.9.05.95; опубл. 4.03.97.; НКИ 208/188.12. 21п135-94г.

13. Joseph L., Maher. Способ и устройство для обезвоживания жидкостей. Патент США, № 3595777, НКИ: 208 187. М.Кл.: С10G7/04, заявл. 19.05.69, опубл. 27.07.71г.

14. Fred C. Koch. Разрушение нефтяных эмульсий. Патент США, №2235638, НКИ: 208- 188; М.Кл.: С10G33/04, заявл. 10.05.38, опубл. 18.03.41г.

15. Еремин И.Н., Мансуров Р.И., Абызгильдин Ю.М., Хусаинов Р.Б. Разделение эмульсии в отстающих аппаратах с вертикальным движением жидкости.// Химия и технология топлив и масел, 1986 №10.

16. Taylor, S. E. Resolving Crude Oil Emulsions. Chem. Ind. 1992, 20, 770-773.

17. Czarnecki, J.: "On the Stabilization of Water in Crude Oil Emulsions," paper presented at the 9th Annual International Conference on Petroleum Phase Behavior and Fouling, Victoria, B.C., Canada, June 15-19,2008.
18. Экономика промышленности. Под ред. Егизаряна Г. А., Омаровского А. Г. – 3-е издание, М.: Изд-во Московского Университета, 1983. 368 с.
- 19 Криницына З. В., Кудинова А. С., Тарновская Л. И., Ясельская А. И. Производственный менеджмент. Учебное пособие. Томск, 2002. 113 с.
20. Плахов А.М. Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2000. – 56 с.
21. Белов С.В. и др. Безопасность жизнедеятельности. – М.: Изд. МГТУ, 1993.246с.
22. Расчет искусственного освещения. Томск: Изд-во ТПУ, 1997. 35 с.
23. Естественное и искусственное освещение. – СНиП 23-05-95. – Министерство строительства российской Федерации, Москва, 1995
24. Шум. Общие требования безопасности. ГОСТ 12.1.003-83, от Дата введения 01.07.84
25. Демченко Г. Ф. Охрана труда: Учебное пособие для инженерно-экономических специальностей ВУЗов - М.: Высшая школа, 1985.-230 с.
26. ПО РМ 016-2001 Межотраслевые правила по охране труда РД 153-34.0-03 . Межотраслевые правила по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. – М.:, 2001.
27. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-03).серия 08. Выпуск 4 / Колл. авт. – 2-е изд., испр. – М.: ОАО «НТЦ Промышленная безопасность», 2007. – 308 с.
28. В. П. Тронов «Промысловая подготовка нефти», 2000. – 406 с.
29. Геритц Б. Способы разрушения эмульсии сырой нефти. Нефтяное хозяйство, №2 1930.
30. Gidley J.L Hanson H.R. Central - Terminal Upset Weil J. Treatment is Prevented. - Oil and Gas J., vol. 72, № 06, 1974.
31. W a 11 a n c e H. Crude Oil Dehydration: a look at methods J and Cost - World Oil ., vol. 179, № 011, 1979.

32. Simon R., Boynter W.G. Down-Hole Emulsification for Improving Viscous Crude Production.- J.P.T., vol. XX, №012, 1968.
33. Bans bach P. L. The how and why of emulsions, - Oil and Gas J., vol. 68, № 36, 1970, 34. H a u s l e r R. H. Guidelines Help Avoid, Treat Oil field Emulsion - Oil and Gas J., vol.76, №36, 1978.
35. Тронов В, ИТ. Промысловая подготовка нефти. М; Недра, 1977.
36. Тронов В. П., Грайфер В. И., Слепян И, Г. Техничко-экономическое обоснование подготовки нефти на промыслах объединения Татнефть. Доклад на Всесоюзном совещании по подготовке нефти. Куйбышев, 1965.
37. Тронов В.П., Грайфер В. И, Вахитов Г. Г. к др. 1С проблема рациональных систем сбора и подготовки нефти на промыслах. М.; Недра, Нефтяное хозяйство, №7, 1967.
38. Тронов В.П., Хусаинов Б. Х. О глубине подготовки нефти в пределах нефтедобывающих районов. Труды ТатНИИ, вып. XIX, 1971, Недра.
39. Тронов В.П., Доброскок Т. М, Кораблинов Н. С., Ширеев А. И. Основные направления а подготовке нефти в начальной стадии разработки месторождений (на примере Акташской площади). Труды ТатНИЛИнефть, выл. XXI, 1972, Л.

**Форма титульного листа приложения для раздела ВКР,
выполненного на иностранном языке**

Приложение А

Раздел 1

Обзор литературы

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Е	Банин Артём Викторович		

Консультант кафедры ТПМ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. каф ТПМ	Пашков Е.Н.	к.т.н., доцент		

Консультант – лингвист кафедры ИЯ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Баранова А.В.	-		

1.1 Theoretical fundamentals and technologies of oil processing.

Oil extracted from a well contains associated gas, inorganic mechanical contaminations, solid fractions and brine water. There are dissolved salts in water, such as sodium, calcium, magnesium chlorides. Carbonates and sulphates are rare.

In early life of field, oil is usually free of water or with small amount of water. With field operation going on, water influx grows up and as time goes by, it reaches 90% or more.

With high content of gases (methane, ethane, propane, butane and their compounds) and inorganic components (H_2S , CO_2), such crude oil cannot be transported without being specially processed, which is ensured by routine processing.

Brine water makes oil pipeline transportation and refining more expensive. Transportation of ballast water leads to cost increase, which is of no use (brine water is used to keep formation pressure). Moreover, oil viscosity increases with oil -brine water mixture producing emulsion. High oil viscosity causes additional pump load, which leads to additional energy consumption. Mechanical impurities of sand, clay, salt crystals (suspended fine-grained fractions in oil) make stable oil emulsion by adsorbing on water globule surface. Stable (aged) emulsions add cost to field oil dehydration and desalting, as well as it leads to excessive equipment wear.

Chloride salts in oil have negative impact on functioning of field oil treating unit. Salts settle on the walls of the pipelines, which reduces the cross-section of the pipe up to complete blockage. In oil heating furnaces, salt deposited on the walls of the coil worsens the heat sink, causing burnout of the pipeline. Chlorides hydrolyze to form hydrochloric acid. Hydrochloric acid destroys the walls of the apparatus, eroding the metal, and causing the equipment to become faulty. Salts that remain in the oil during further processing accumulate in residual oil products - fuel oil, tar and coke, thus, deteriorating their quality.

As a result of sulfur compounds decomposition, hydrogen sulfide releases. Hydrogen sulfide compounds cause strong metal corrosion. In a humid environment, the presence of chlorides and hydrogen sulfide causes a chain mutually initiated metal corrosion reaction.

Depending on the degree of processing, I, II and III groups of oil are established.

Table 1 Oil processing standards

Index	Value			Testing method
	I	II	III	
1. Chloride salts concentration, mg / dm ³ , not more than	100	300	900	State Standard 21534-76
2. Mass fraction of water,%, not more than	0,5	1,0	1,0	State Standard 2477-65
3. Mass fraction of mechanical impurities, %, not more than	0,05			State Standard 6370-83
4. Saturated vapor pressure, kPa	66,7 (500)			State Standard 1756-52

1.2 Oil processing methods

The successful solution of the problem of field unit and refinery oil processing is closely connected with many aspects of the development and exploitation of oil fields and pipeline characteristics, which should be taken into account. The choice of oil processing facilities and the technology applied to them depends on a number of factors:

- theoretical background of optimal conditions for destruction of emulsions and cleaning of formation waters;
- geological and climatic conditions of oil producing regions;
- the oil fields size and its life period;
- methods of field development and enhancement techniques (water flooding, application of surfactants, etc.);
- oil and water production rates and their absolute volumes;
- location of deposits with regard to oil procession plants and pipeline characteristics;
- mutual arrangement of head structures of main oil pipelines and central oil and gas gathering points;
- features of field gathering system (sealed, unsealed, single-pipe, two-pipe, etc.);
- nomenclature of standard produced equipment;
- physical and chemical properties of oils, brine waters and emulsions formed by them;
- required processed oil quality

1.3 History of field routine processing

The history of field oil treating technology development is a history of deepening knowledge about the formation of emulsions in various conditions, as well as the development and application of various means to intensify the separation of the flow into oil, water and gas. Despite the wide variety of oil treatment schemes used in the field and factory practice, they can be classified, taking as a basis such technological methods, the use of which improves the efficiency of the oil processing technology at each stage to a higher level. These techniques are the following:

- the first level - natural stratification of the emulsion into oil and water in the gravitational field:

- the second level, intensive destruction of the armor shells on the formation water globules to reduce oil viscosity (heating, de-emulsifiers, washing in the water layer);

- the third level, using the advantages of the first two, - intensification of the coalescence and coarsening process (coalescing filters, electric field, hydrodynamic coalesces, ultrasound);

- the fourth level - application of means to intensify stratification of the flow into oil and water (end phase dividers, pipe demulsification, flow splitters and sectional builders);

- the fifth level - the direct displacement of water globules from the emulsion under the action of energy of the expanding gas into the drainage water;

- the sixth level, including all the processes of the five considered above,

- the decomposition of the processes into separate elements, with each process being implemented under the most favorable hydrodynamic regime and their combination with other processes (transportation, gas separation, purification, discharge of water, etc.).

The development of new theoretical concepts of optimal conditions for the destruction of emulsions, treatment of brine water and separation of oil gas, the development on this basis of highly effective co-located technology for gathering, transportation and processing are determined by the following basic conditions:

- neglecting traditional principles of oil gathering, processing and transportation, gas and brine water separation as technologically autonomous processes;

- the refusal to build traditional separation units, oil treatment plants and treatment plants, as technologically and territorially autonomous objects,

characterized by cumbersome, highly metal consuming and requiring maintenance of specially created services for this purpose;

- technological combination of various elements of these operations in the field gathering systems, communication and main pipelines, commodity parks and other equipment while transporting oil products from wells final points, including oil refineries, and significant completeness of processes before liquid and gas flow. Apparatuses for final processing;

- multi-purpose use of equipment and a sharp increase in the unit productivity of devices used for gas and oil separation, as well as brine water applied for injection;

- it results in reducing the number of technological facilities used to process big volumes of fluid and gas;

- the foundation of central assemblies of high capacity on small technological areas;

- the whole complex of technological processes at gathering points is carried out by one service crew;

- significant improvement of technical and economic indicators of oil gathering and treatment, brine water treatment, and gas separation.

The use of a combined technology makes it possible to change significantly situation of a modern oil producing enterprise. There was a real opportunity, instead of several large technologically and territorially autonomous field facilities (separation unit, oil treatment plant, treatment facilities), to have one central gathering plant (CGP), whose total site size is much smaller than the technological platform of some of the Former objects, taken separately.

The combined central gathering plant is not a mechanical connection in one place for apparatuses of various purposes.

It is characterized, first of all, by the technological interconnection of the processes carried out on it, by a consistent, continuous transition of them one into the other with the mutual transition or the implementation of several processes simultaneously in the same apparatus. Differentiation of the processes of oil processing, gas separation and purification of reservoir waters into separate elements creates the necessary prerequisites for the implementation of technologically compatible operations in the same equipment under the most optimal hydrodynamic regimes and the use for these purposes of various type pipelines, commercial commodity pairs and other equipment. The possibility of multipurpose use of equipment causes a sharp increase in the production capacity of the apparatus (separators, settling tanks, water treatment tanks, etc.) at the final stages of the processes typical for this

type of equipment. The increase in the productivity of devices allows processing large, well production volumes in a small number of blocks. This creates the necessary premises for the "embedding" of individual processes in the overall sequence of field operations, the refusal to build expensive and inconvenient autonomous units and the sharp improvement of all major technical and economic indicators of industrial processes.

Technological schemes of each level correspond to certain ideas about the optimal conditions for field oil, gas and water processing.

1.4 Oil emulsions and their properties

Oil emulsions is mechanical mixture of oil and brine water (insoluble on each other and have fine-dispersed state).

The formation and stability of oil emulsions are mainly determined by the speed of oil-water mixture movement, the ratio of phases (oil and water), the physicochemical properties of these phases and the temperature conditions.

As a rule, two phases - internal and external, are distinguished in oil emulsions. The internal one is called the disperse phase and it is separated (Fig. 1.1, 2), and the external one is called the dispersion medium (Fig. 1.1, 1), which is a continuous phase. Oil emulsions are divided into two large sorts: emulsions of the first sort or straight ones, when oil droplets (that have dispersed phase) are uniformly or non-uniformly located in water (dispersion medium).

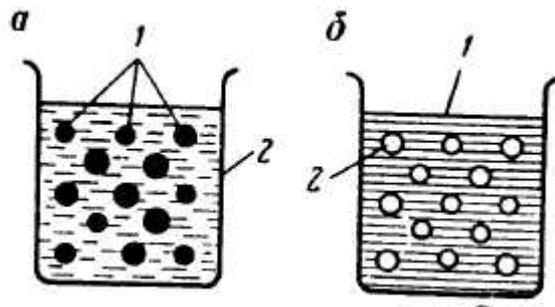


Figure 1- Disperse systems (emulsions)

Such emulsions are called "oil in water" and have reference designation «O/W» (Figure 1. a). Emulsions of the second sort or reverse ones, when water droplets (dispersed phase) are uniformly or non-uniformly located in oil, which is a dispersion medium. Such emulsions are called "water in oil" and have reference designation «W/O» (Figure 1 b).

The sort of emulsion can be easily determined by defining the dispersion medium properties.

In the «O/W» emulsions, the external phase is water, and therefore they are able to mixed with water in any ratio and have a high electrical conductivity, while the «W/O» emulsions can be mixed only with the hydrocarbon liquid and have no significant electrical conductivity. It is established that the sort of forming emulsion depends on the ratio of oil/water volumes and liquid with larger volume usually tends to become dispersive medium (external).

Often oil emulsions are also classified according to the concentration of the dispersed phase (Figures 1 b) in the dispersion medium, and they are divided into three types: dilute, concentrated and highly concentrated.

Diluted emulsions include liquid-liquid systems, with volume fraction of the dispersed phase up to 0.2%, to concentrated emulsions up to 74%, to highly concentrated emulsions - over 74%.

Features of diluted emulsions are: insignificant diameter of dispersed phase droplets (10 - 5 cm); the existence of electric charges on the droplets of these emulsions that are moving in the dispersion medium; the absence of droplet collisions, because of probability of their collision is insignificant, besides they have the same charges, and therefore these emulsions are very persistent.

Features of concentrated emulsions are: the possibility of precipitation of droplets (sedimentation); high emulsion stability (depending on emulsifier properties).

Features of highly concentrated emulsions are: absence of droplets sedimentation of dispersed phase; possibility of droplets deformation of dispersed phase in the process of motion due to high concentration.

Dimensions of dispersed phase droplets in emulsions can be various and range from 0.1 to 100 mkm.

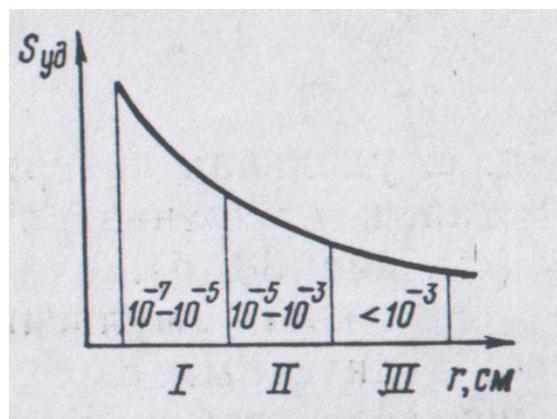


Figure 2 Dependence of the dispersed system specific surface on the size of dispersed phase droplets:

I - molecular-dispersed (visible only by a microscope) system;

- II - colloidal (disperse phase particles are not visible by eye) system;
- III - micro heterogeneous (visible by eye) systems;
- IV - coarse-dispersed (oil emulsions) systems.

Disperse systems consisting of the same diameter droplets are called monodisperse, and dispersed systems consisting of different diameters droplets are polydisperse. As a rule, oil emulsions refer to polydisperse systems, i.e. systems that are containing different size particles.

Here are the basic physico-chemical properties of oil emulsions.

Dispersion of emulsion. Dispersion of the emulsion is the level of fragmentation of the dispersed phase «2» in the dispersion medium «1» (Fig. 1.1). Dispersion is the main emulsion characteristic that determines their properties. Dimensions of dispersed phase droplets in oil emulsions range from 0.1 to 100 mkm (10⁻⁵-10⁻² cm). The main characteristic of emulsion disparity is the specific interphase surface (Figure 1.2), determined from the ratio of the total surface of the droplets to their total volume.

Emulsion viscosity. The viscosity of the emulsion depends on the viscosity of the oil; temperature; the amount of water contained in the oil; the degree of dispersion; the presence of mechanical impurities (especially iron sulfide FeS), and water pH. The viscosity of oil emulsions does not have an additive property, i.e. the viscosity of the emulsion is not equal to the sum of the viscosity of oil and water

$$\mu_{\text{ЭМ}} \neq \mu_{\text{H}} + \mu_{\text{B}}, \quad (1)$$

where μ_{H} and μ_{B} are dynamic viscosity of oil and water.

The viscous properties of emulsions and liquids determine the dependence of the velocity gradient dv / dr on the tangential shear stress τ (Figure 1.3, a).

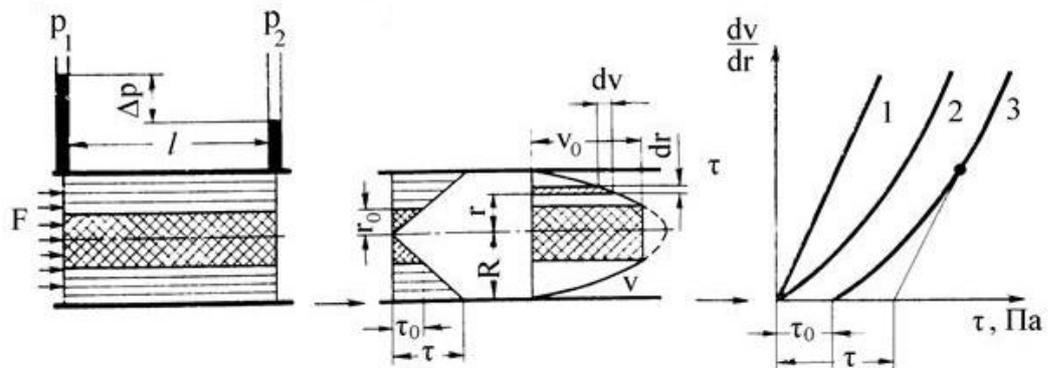


Figure 3 - The dependence of the shear stress τ on the velocity gradient dv / dr :

1 - Newtonian fluids; 2, 3 - non-Newtonian fluids

Density of the emulsion. The emulsion density can be calculated by knowing the density of oil and water forming the emulsion and their percentage by the following formulas:

$$\rho_{\text{э}} = \frac{\rho_{\text{в}}G_{\text{в}} + \rho_{\text{н}}G_{\text{н}}}{G_{\text{в}} + G_{\text{н}}}, \quad (2)$$

$$\rho_{\text{э}} = \rho_{\text{н}}(1-W) + \rho_{\text{в}}W, \quad (3)$$

$$\rho_{\text{э}} = \frac{1}{\frac{0,01q}{\rho_{\text{в}}} + \frac{1-0,01}{\rho_{\text{н}}}}. \quad (4)$$

where G_{B} , G_{H} are volumetric charges of water and oil correspondingly, m^3 / s ; $\rho_{\text{э}}$, ρ_{H} and ρ_{B} are the density of emulsion, oil and water, kg / m^3 ; W is the volume fraction of the dispersed phase ($W = G_{\text{B}} / (G_{\text{B}} + G_{\text{H}})$), q is content of water and dissolved salts in emulsion, mass %.

The quantity q is determined from the following relation

$$Q = q_0 / (1-0.01x), \quad (5)$$

where q_0 is the pure water content of the emulsion; X - content of dissolved salts in water, %.

If the formation water density ρ_{B} is known, the density of extracted oil is ρ_{H} and the density of the formed emulsion is $\rho_{\text{э}}$, then the water cut of W (%) can be determined by the following formula:

$$W = \frac{\rho_{\text{в}}(\rho_{\text{э}} - \rho_{\text{н}})}{\rho_{\text{э}}(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}})} \times 100 \quad (6)$$

Electrical properties of emulsions. Oil and water in their pure form are good dielectrics. Conductivity of oil varies from 10^{-10} to 10^{-15} ($\text{Ohm} \cdot \text{cm}$) $^{-1}$, and water - from 10^{-7} to 10^{-8} ($\text{Ohm} \cdot \text{cm}$) $^{-1}$. However, even with a small content of dissolved salts or acids in water, its electrical conductivity increases tens of times. Therefore, the electrical conductivity of the oil emulsion is determined not only by the amount of water contained and the degree of its dispersion, but also by the amount of salts and acids dissolved in this water. It has been experimentally established that in water emulsions placed in an electric field, droplets of water are located along its lines of force, which leads to a sharp increase in the electrical conductivity of these emulsions. This phenomenon is explained by the fact that droplets of water have approximately 40 times greater dielectric permeability than droplets of oil.

The stability of the emulsion is determined by the time of its existence and is expressed by the formula

$$\tau = H/v, \quad (7)$$

where H is the height of the emulsion column, cm; v is the average linear velocity of the emulsion bundle, cm / s.

The measure of stability of an emulsion can serve as a change in its density over a certain time interval in a certain layer or the amount of water released during sludge.

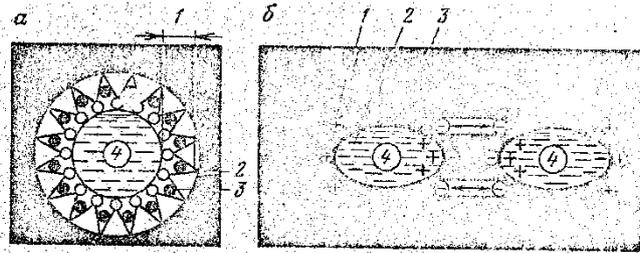


Fig. 4. Petroleum emulsions:

A- "aging" of the oil emulsion: 1 - the thickness of the armor; 2,3 - emulsifying substances (natural surfactants), 4 - a drop of water; B - the origin of the double electric charge: 1 - positively charged particle; 2 - negatively charged particle; 3 - dispersion medium; 4 - a particle of water.

The stability of oil emulsions is greatly influenced by: the dispersion of the system, the physicochemical properties of the emulsifiers, which form adsorption protective shells on the phase interface; The presence on the globules of a dispersed phase of a double electric charge; Temperature of miscible liquids; PH of emulsified formation water.

1.4 Emulsion formation factors

In oil and formation water, lifted to the surface, there are always substances in the dissolved state that contribute to the formation and stability of oil emulsions. The substances contained in oil (pyrobitumens, naphthenes, resins, paraffin) and formation water (salts, acids) which have a significant effect on the formation and stability of emulsions are called natural emulsifiers or natural surfactants. A characteristic feature of the structure of molecules of natural surfactants is their amphiphilicity, i.e. the structure of a molecule consisting of two parts - a polar group (water) and a non-polar hydrocarbon radical.

1.5 Emulsions formation conditions

Oil emulsions in reservoir conditions are absent. The formation of oil emulsions requires a lot of energy, so they can be formed either in the bottom

hole zone of wells or in the borehole, especially where the gas phase contributing to the flow turbulence releases rapidly.

Intensively emulsions are formed when wells are operated by centrifugal electric pumps, but due to the heat extraction by the electric motors of these pumps, these emulsions are unstable. Outside the pumps, the resistance of emulsions increases due to a drop in flow temperature and release of gas from the oil.

Particularly stable emulsions are formed when the oil-water mixture passes through fittings, sometimes installed at wellheads. This is due, on the one hand, to a sharp decrease in pressure behind the fitting, which facilitates the dispersion (fragmentation) of the water phase in oil, on the other hand, by lowering the temperature of the mixture, which favorably influences the formation of a stable emulsion. In the gathering plant system, the stability of the emulsion increases due to the large turbulence of the flow and the relatively sharp drop in the temperature of oil and water during their flow along non-thermal insulated lines.

1.6 The need for oil dehydration at oil fields

Oil in oil fields is dehydrated:

- to reduce transportation costs, since the water is a ballast;
- to prevent generation of stable emulsions, which are difficult to destroy in oil refineries;
- to protect main pipelines from internal corrosion damage,
- to pump back separated water into the reservoir to maintain reservoir pressure.

When non-dehydrated oil being transported through the main oil pipelines, corrosion-active mineralized formation water can accumulate in the lower part of the pipeline, which causes the pipeline to deteriorate relatively quickly (2-3 years).

1.7 Oil dehydration and desalting

The dewatering process is designed to separate the formation water from oil by destroying the emulsion that is formed when oil is extracted from the wells. Dehydrated oil passes through a layer of fresh water in the tank creating an emulsion but of low density.

Pure oil and fresh water are mutually insoluble and upon sedimentation this mixture is easily stratified. However, if oil contains metal salts, stable oil emulsion generates. Emulsion is a heterogeneous system consisting of two immiscible or

slightly miscible liquids, one of which is dispersed into the other in the form of fine droplets (globules).

A stable mixture of oil and water, which is not destroyed by gravity force, is called an emulsion. Emulsions are of two types:

- the first direct-type emulsion is a hydrophilic "oil in water", when oil droplets (non-polar liquid) are a dispersed phase and distributed in water (polar liquid) - dispersion medium;

- the second, inverse hydrophobic emulsion, when water droplets (polar liquid) are dispersed, are located in oil (non-polar liquid), which is a dispersion medium. Such emulsions are called "water in oil".

Substances that promote the formation and stabilization of emulsions are called emulsifiers.

Emulsifiers are usually polar oil substances, such as resins, pyrobitumens, pyrobitumenic acids and their anhydrides, salts of naphthenic acids, and various organic impurities. It has been established that various solid hydrocarbons, paraffins and ceresins of oils participate in the formation of stable emulsions. The type of emulsion depends on the properties of the emulsifier: emulsifiers having hydrophobic properties form an emulsion of water-in-oil type, that is, a hydrophobic emulsion, and hydrophilic emulsifiers, a hydrophilic oil-in-water emulsion. Therefore, emulsifiers promote the formation of an emulsion of the same type as the type of emulsifier.

The oil processing unit receives water emulsions in oil. They are very stable and in most cases do not exfoliate under the action of gravity. Thus, it is necessary to create conditions under which consolidation, fusion of water globules during their collision and separation from the oil environment is possible. The more favorable the conditions for the movement of droplets, the easier the emulsions are to break down.

Different oils have different properties to form emulsions. Evaluation of oil emulsion allows choosing the optimal regime and scheme of their dehydration and desalting.

Substances that destroy the surface adsorption film of stable emulsions are called demulsifiers.

Demulsifiers must meet the following requirements:

- to keep oil properties and not react with water molecules;
- to be easily obtained from the separated water;
- to have high demulsibility at low flow rates;
- to be non-toxic, neutral to equipment, low cost and available.

Oil desalination is carried out simultaneously with dehydration. Fresh water does not only remove salts, but also has a hydromechanical effect on the emulsion, contributing to its destruction.

The influence of nonionic oil-soluble demulsifiers (Progalit, Kemelix, Hercules) on the process of preparation of Grozny oils was studied. The results of demineralization depending on the concentration of these demulsifiers are given. The influence of the magnetic treatment of the demulsifier solution on the desalting efficiency was studied. It is shown that an increase in the induction of the magnetic field and the addition of a demulsifier increases the depth of separation of the emulsion.

Destruction of oil emulsions is also carried out in the electric dehydrators, which is based not only on chemical and thermal, but also on electric methods. Generally, the principle of the electric dehydrator is as follows: the emulsion passes through a pipe, after the initial stage of separation based on the Stokes law, the oil product is distributed in the electric field region. In the upper part of the apparatus there are frames with electrodes. Emulsion, passing through the grid of electrodes, first passes the field of low, and then - high voltage. In the high-voltage field, the smallest drops of water are completely separated from the oil. The water is discharged through the connection located at the bottom of the electric dehydrator, and the purified oil is discharged through the fittings located at the top of the apparatus.

The electro kinetic nature of oil emulsions is most fully manifested in demulsification of oil emulsions. Methods for investigating the inverse emulsion

are developed. When direct or alternating current passes through the emulsion, a coalescence of water droplets occurs, the droplets of the emulsion in the electric field are deformed and grouped in chains parallel to the lines of force. In emulsions such as "Water in Oil" (W / O), coalescence occurs when the droplets forming the chain come into contact. These circuits conduct current and repel each other. In emulsions such as "Oil in Water" (O / W) coalescence does not occur. The investigated mechanism of electro kinetic interaction is based on the polarization of dipole molecules of hydrocarbon binders (O / W) or water molecules (W / O). In this text the same principals of emulsion generating and coalescence (but with polar emulsifying agent that we use for providing of required emulsion properties by means of artificial setting of required principal of interaction) are considered.

The electro kinetic aspects of emulsion binders, the technique for determining the parameters of the double electrical layer of emulsions and the correlation of these parameters with the current concepts of formation, existence in time and their decay are experimentally established. Based on the results of comparative tests of the electro kinetic properties of various emulsions, a method of comparative analysis of emulsion binders prepared on different binders was proposed.

A brief review of the problems associated with the occurrence of asphalt and tar paraffin deposits in oilfield equipment was considered, and the chemical method to prevent it was considered as the most technically and promising way to combat paraffin deposition. The main types of existing chemicals for solving this problem, their advantages and disadvantages are described. A new composition of a synergistic composition of a paraffinic inhibitor of a combined depressant and detergent-dispersing action based on a polymer component and a surfactant composition is proposed. The effectiveness of the reagent is proved by laboratory tests on oil emulsions and anhydrous oils using the viscometric method (Brookfield LV DV-II + viscometer) and by qualitative methods to evaluate the detergent-dispersing properties of oil-based film washing from the glass surface and the dispersion of APS particles in terms of efficiency, currently produced paraffin

inhibitors, and depressant additives. The variety of impact of multicomponent reagents on emulsion and anhydrous oil is considered. The synergistic effect between the surfactant and the polymer component of the inhibitor is confirmed by the effective decrease in the viscosity of anhydrous oil sampled from the transport pipeline of OJSC «Samaraneftegaz». After laboratory tests and optimization of the composition, together with LLC "Applied Chemistry of Ethylene Waste," technical conditions were developed to produce an experimental batch of reagent under the trade mark "Tanpar" and pilot trials were conducted at production wells No. 890 and No. 871 of the Menzelinsky deposit of TPP TatRITEKneft "for more than 40 days. The calculated initial dosages of 200 and 125 g/t of oil were injected into the annulus on a daily base. When reaching the required production rate, the amount of "Tanpar" was reduced to 125 g/t (well # 890). The tests showed high efficiency of the reagent, which ensured the stability of oil production, the reduction of current and dynamic loads, and the rejection of hot flushes, which had been carried out 3-5 times per month before the experiment.