

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

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

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276.8(571.1)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Аникин Антон Николаевич		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Маланина Вероника Анатольевна	канд. экон. наук, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		

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

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

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

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

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

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

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Аникин Антон Николаевич

Тема работы:

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	39-68/с от 08.02.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	16.06.23
--	----------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>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 функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</p>	<p>Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.</p>
--	--

<p>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке (аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</p>	<p>Современные представления о свойствах эмульсий и способах подготовки нефти. Физические и реологические свойства нефти. Физические и реологические свойства водонефтяных эмульсий. Стабилизаторы водонефтяных эмульсий. Деэмульгаторы. Особенности подготовки нефти на нефтяных месторождениях. Общая характеристика установки нефти. Обоснование изменения технологических режимов технологии подготовки нефти на X месторождении. Анализ технологического режима подготовки нефти на X нефтегазовом месторождении Западной Сибири. Реконструкция установка подготовки нефти. Выбор оборудования установки подготовки нефти на месторождении X Западной Сибири</p>
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Маланина Вероника Анатольевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович

Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	08.02.2023

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			08.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Аникин Антон Николаевич		08.02.2023

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

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

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Аникин Антон Николаевич

Тема работы:

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	16.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.02.2023	Современные представления о свойствах эмульсий и способах подготовки нефти	30
20.03.2023	Обоснование изменение технологических режимов технология подготовки нефти на X месторождении	30
03.04.2023	Повышение эффективности подготовки нефти на месторождении X	20
15.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
08.09.2023	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

Руководитель ООП

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

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Аникин Антон Николаевич		

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

БИР -блок измерительно регулирование

УПН - установка подготовки нефти

ПП - площадка подогревателей

НВВП - насосная внутренняя и внешней перекачки

УУН - узел учета нефти

РП - резервуарный парк

ФХ - факельное хозяйство

БДР – блок дозирование реагентов

КС - концевой сепаратор

БВХ – блок входных фильтров

ПТБ – 5 – печь трубчатая блочная

РПТО – разборный пластинчатый теплообменник

ППД - поддержание пластового давления

НГСВ - нефтегазовый сепаратор со сбросом воды

НГС - нефтегазовый сепаратор

СИКН - система измерений количества и показателей качества нефти

ГНУ - горизонтальной насосной установки

РЕФЕРАТ

В данной выпускной квалификационной работе 90 страниц, в том числе 19 рисунков, 17 таблиц. Список использованных источников содержит 16 источников.

Ключевые слова: эмульсия, нефть, стабилизаторы, деэмульгаторы, подготовка нефти.

Объектом исследования является техническое перевооружение системы установки подготовки нефти нефтегазоконденсатного месторождения Западной Сибири.

Цель исследования – повышение эффективности подготовки нефти на месторождениях Западной Сибири, в результате модернизации печей.

В данной работе были проанализированы современные представления о свойствах эмульсий и способах подготовки нефти.

Рассмотрен технологический процесс подготовки нефти на месторождении, характеристика сырья, оборудования, контроля процесса подготовки, показатели установки. Описано оборудование, внедряемое в процессе технического перевооружения установки подготовки нефти, рассчитаны необходимые параметры.

Область применения составляют установки подготовки нефти с предельными параметрами загрузки оборудования.

Произведены расчеты, показывающие экономическую эффективность после технического перевооружения, заключающегося в увеличении прибыли за счет больших объемов перекачки нефти.

СОДЕРЖАНИЕ

1	СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О СВОЙСТВАХ ЭМУЛЬСИЙ И СПОСОБАХ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ.....	13
1.1	Физические и реологические свойства нефти.....	15
1.2	Физические и реологические свойства водонефтяных эмульсий.....	21
1.3	Стабилизаторы водонефтяных эмульсий	24
1.4	Деэмульгаторы	25
1.5	Особенности подготовки нефти на нефтяных месторождениях.....	31
	Общая характеристика установки подготовки нефти	31
2	ОБОСНОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА X МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	38
2.1	Анализ технологического режима подготовки нефти на X нефтегазовом месторождении Западной Сибири.....	38
2.2	Реконструкция установка подготовки нефти	51
	3.ФИНАСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	60
3.1	Расчет расходов на содержание и эксплуатацию оборудования ПТБ–5 и цеховых расходов	61
	Стоимость реализации проектных решений на месторождении	62
3.3	Окупаемость проекта по модернизации блока нагрева	64
3.4	Потребление газа при работе ПТБ–5 и РПТО	65
3.5	Экономическая выгода от модернизации, связанная с экономией газа	65
3.6	Экономия электроэнергии	66
3.7	Расчет годового фонда заработной платы до внедрения.....	66
3.8	Расчет годового фонда заработной платы для ИТР	69
	ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА	71
4	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	73
4.1.	Анализ вредных факторов рабочей зоны	73
4.1.1.	Общая система производственного освещения.....	74
4.1.2.	Шум от работы вентилятора печи ПТБ–5	76
4.1.3.	Вибрация от работы печи ПТБ–5	77
4.1.4.	Электромагнитные поля от работы печи ПТБ–5	79

4.2. Анализ опасных факторов рабочей зоны	80
4.2.1. Превышение температуры частей рабочего оборудования	80
4.2.3. Механические опасности	80
4.3. Охрана окружающей среды	82
4.3.1. Мероприятия, ограничивающие вредное воздействие процессов производства на окружающую среду	82
4.4. Защита в чрезвычайных ситуациях.....	82
4.4.1. Возможные аварийные ситуации и правила остановки производственного объекта	82
4.4.2. Общие требования пожарной безопасности на объектах нефтедобычи.....	83
4.4.3. Основные мероприятия по обеспечению безопасного ведения технологического процесса и защита организма работающих	84
4.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности и социальной защиты работников на предприятии.....	86
Заключение	89
Список используемых источников.....	90

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время научно-техническую политику в нефтяной и газовой промышленности определяют современные требования, предъявляемые к объему добычи и качеству углеводородного сырья, поступающего от промыслов на заводскую переработку и в товарные парки. После пробной эксплуатации месторождения и строительства объектов, нередко производится корректировка исходных данных, заложенных при расчетах и проектировании. Для снижения пагубного воздействия попутных веществ, применяется промысловая подготовка нефти, которая включает в себя процессы обезвоживания, обессоливания нефти и сепарации ее от газа. Принимая во внимание все недочеты, возникает необходимость подобрать аппараты, которыми она снабжена, определяются физико-химическими свойствами подготовки нефти способные работать, при тех расчетных и рабочих характеристиках, которые имеем.

Процесс подготовки нефти на промыслах должен обеспечивать одновременно выполнение следующих основных требований:

- 1) Эффективное извлечение и отделение жидких углеводородов от пластовой воды.
- 2) Увеличение производительности и степени использования технологи оборудования.
- 3) Соответствие товарной продукции существующим стандартам.

Учитывая потребности отрасли, необходимо внедрение перенастраиваемого оборудования.

Работа посвящена повышению эффективности работы установки подготовки нефти путём замены печей подогревателей и эффективного деэмульгатора.

Актуальность данной работы: низкая эффективность подготовки нефти.

Целью работы является: повышение эффективности подготовки нефти на месторождении X Западной Сибири, в результате модернизации печей.

Задачи, поставленные к выполнению:

1. Проанализировать современные представления о свойствах эмульсий и способах подготовки нефти.
2. Обосновать усовершенствование печей подогревателей и применение в технологии подготовки нефти эффективного деэмульгатора.
3. Обосновать выбор оборудования для установки подготовки нефти на месторождении X

1 СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О СВОЙСТВАХ ЭМУЛЬСИЙ И СПОСОБАХ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Нефтяная эмульсия является неустойчивой системой, стремящейся к установлению наименьшей поверхности раздела фаз и способной к расслоению. Но в нефтяной промышленности зачастую образуются эмульсии со значительной устойчивостью. Этот фактор влияет на применяемую технологию, их обработку, и полноту разделения фаз. При условии образования эмульсии из различной нефти, они способны существовать от считанных секунд до нескольких лет. Устойчивость эмульсий обуславливается: наличием слоя эмульгаторов; появлением двойного электрического слоя; термодинамическими процессами; расклинивающим давлением, образующимся вследствие сближения глобул дисперсной фазы (рисунок 1 а).



а) нефтяная эмульсия, б) водонефтяная эмульсия
Рисунок 1 - Фаза нефтяных эмульсий

Помимо этого, на стойкость эмульсий влияют размеры глобул воды, вязкость, плотность, содержание легких фракций, эмульгаторов и стабилизаторов в нефти, свойства воды (рисунок 1б).

Природными стабилизаторами являются смолы, асфальтены, парафины и нафтены.

Эмульсии делятся на разбавленные (с содержанием дисперсной фазы до 20 %), концентрированные (менее 74 %), высококонцентрированные (более 74%). Наиболее стойкие к разрушению – разбавленные.

Стойкость эмульсий «вода в нефти» увеличивается со временем. В результате старения на глобулах воды возрастает слой эмульгатора, увеличивая его прочность. Для такого слияния требуется разрушить пленку глобул, заместив ее ПАВ. Интенсивность старения наблюдается в первое время образования эмульсии, заметно уменьшаясь. Обратная эмульсия стареет исходя из свойств нефти, воды, условий появления. Пресная вода образует менее стойкие эмульсии, чем пластовая.

Главными характеристиками эмульсий являются: показатель разрушения за время; эффективная вязкость. Вместе взятые эти факторы показывают интенсивность эмульгирования, физико-химические свойства и адсорбцию эмульгатора. [1]

Скорость разрушения эмульсии характеризуется изменением плотности воды и нефти ($\Delta\rho$), отношением содержания асфальтенов и смол к парафинам $(a+c)/n$, определяя метод деэмульгирования. Кроме того, эмульсии делятся на группы:

Трудно расслаиваемые ($\Delta\rho = 0,2-0,25 \text{ г/см}^3$),

Расслаиваемые ($\Delta\rho=0,25-0,3\text{г/см}^3$),

Легко расслаиваемые ($\Delta\rho = 0,3-0,35 \text{ г/см}^3$),

Смешанные ($(a+c)/n=0,951-1,4$),

Смолистые ($(a+c)/n=2,759-3,888$),

Высокосмолистые ($(a+c)/n=4,774-7,789$).

Добыча пластового флюида происходит со смешением и диспергированием в скважине. Смешение в насосных агрегатах и дальнейшая адсорбция естественных стабилизаторов в межфазной поверхности ведут к созданию стойких высокодисперсных эмульсий обратного типа.

Процесс дробления водной фазы состоит в вытягивании глобулы воды до размеров двух первоначальных диаметров, и дальнейшем ее разделении на

две части меньших диаметров. Этот механизм характерен для вязких напряжений. Кроме того, существует воздействие динамических сил при пульсации потока для капель большего размера.

По причине различных размеров глобул нефтяных эмульсий, различных режимов потока, эмульсия образуется как под воздействием вязких, так и динамических сил.

1.1 Физические и реологические свойства нефти

Физические свойства: нефть сильно различается по своему химическому составу и физическим свойствам. Поскольку она состоит из смесей тысяч углеводородных соединений, ее физические характеристики, такие как удельный вес, цвет и вязкость (устойчивость жидкости к изменению формы) также широко варьируются.

К физическим свойствам нефти относят:

1. Плотность;
2. Вязкость;
3. Давление насыщения;
4. Парафинистость;
5. Газосодержащие;
6. Температура застывания;
7. Сжимаемость;
8. Температура вспышки;
9. Содержание серы.

Плотность – это отношение масс тела к занимаемому им объему (1).

$$P = \frac{M}{V}, \quad (1)$$

где, P - плотность вещества, M- масса вещества, V - занимаемый объем данная величина выражается в кг/м³.

Вязкость – важнейшее технологическое свойство нефти, определяющее ее подвижность в пластовых условиях для добычи или при транспортировке по магистральным нефтепроводам.

Величина вязкости учитывается при оценке скорости фильтрации в пласте, при выборе типа вытесняющего агента, при расчете мощности насоса добычи нефти и др.

Параметр вязкость наиболее тесно отражает взаимодействие углеводородов и гетероатомных соединений и коррелирует со степенью их проявления.

Вязкость (абсолютная, динамическая) характеризует силу трения (внутреннего сопротивления), возникающую между 2 смежными слоями внутри жидкости или газа на единицу поверхности при их взаимном перемещении

Динамическая вязкость определяется по уравнению Ньютона (2).

$$\frac{F}{A} = \mu \frac{dv}{dy} \quad (2)$$

где, A - площадь перемещающихся слоев жидкости или газа,

F - сила, требующаяся для поддержания разницы скоростей движения между слоями на величину dv ,

dy - расстояние между движущимися слоями жидкости (газа),

dv - разность скоростей движущихся слоев жидкости (газа),

μ - коэффициент пропорциональности, абсолютная, динамическая вязкость.

Давление насыщение пластовой нефти называется давление, при котором газ начинает выделяться из нее (рисунок 2) [1].

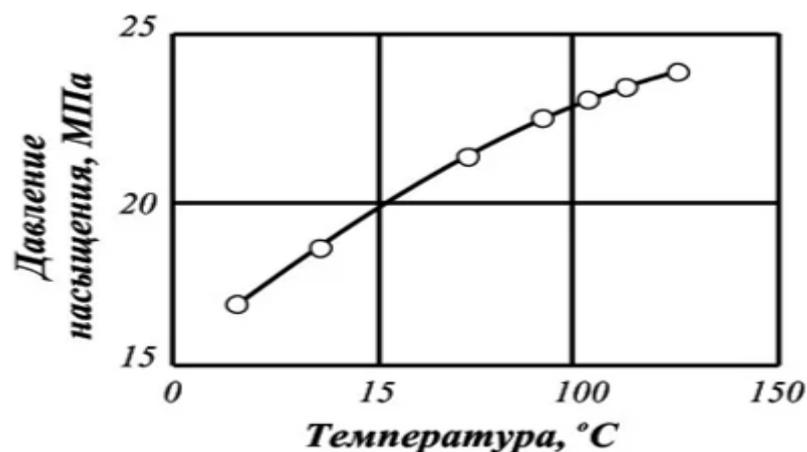


Рисунок 2 – Давление насыщения пластовой нефти

Парафинистость — это воскоподобная смесь твердых углеводородов (парафинов) выделяют три сорта: маслосодержащие (менее 1.5%); средние (от 1.5 до 6%); высоко содержащие (более 6 %). Содержание парафинов колеблется от 0.2 до 30 % массы и влияет на диапазон температур кипения и застывания.

Газосодержание – это объем газа, растворенного в пластовой нефти. Газосодержание пластовой нефти определяется по следующей формуле (3).

$$G = \frac{V_{г}}{V_{пл.н}}, \quad (3)$$

Где $V_{г}$ - объем газа, $V_{пл.н}$ -объем пластовой нефти.

Газосодержание пластовой нефти выражают в $м^3/м^3$.

Объемный коэффициент – отношение объема жидкости с растворенным пластовых условиях к объему этой жидкости после дегазации.

Температура застывания – эта характеристика значит, что сырье становится пластичным и не будет течь. Эта характеристика важна для извлечения и транспортировки и всегда определяется. Колеблется от 32 до -57 С в зависимости от состава, чем больше парафинистых (твердых) частей, тем будет выше этот показатель.

Оптические свойства: цвет может варьироваться от почти бесцветной светло-желтой и зеленовато -желтой до красноватого и насыщенного черного.

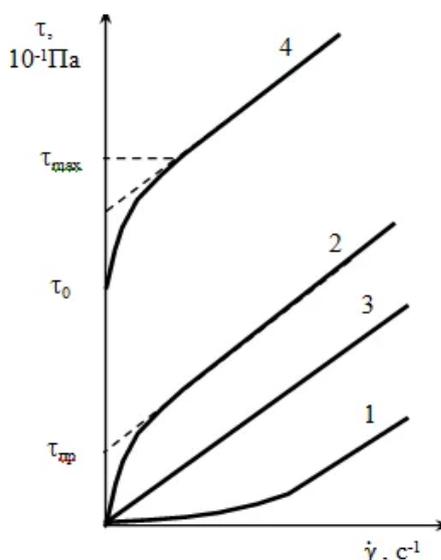
Сжимаемость: Усадка некоторых легких сортов при высокой температуре обладает большим коэффициентом сжимаемости и достигает до 50 % (содержащих в составе больше природного газа).

Температура вспышки: Самовоспламенение – это характеристика, при которой жидкости образует пары, достаточные для образования открытого пламени.

Содержание серы: чем выше удельный вес (плотность и вязкость), тем больше в ней содержание серы.

Реологические свойства нефти в основном характеризуются вязкостью.

Реологические свойства нефтей следует рассматривать как свойство коллоидно – дисперсных систем, склонных при определенных условиях к образованию объемных структур с выраженной тиксотропией (рисунок 3).



(1- ньютоновским; 2 – псевдопластичным; 3 – дилетанты;
4 – псевдопластичным телам)

Рисунок 3 – Реологические кривые нефтей и нефтяных эмульсий, соответствующие жидкостями

В состоянии равновесия нефтяная система ведет себя как пластическая жидкость и обладает некоторой пространственной структурой, способной сопротивляться сдвигающему напряжению (t), пока величина его не превысит значение статического напряжения сдвига (t_0).

После достижения некоторой скорости сдвига, нефть способна течь как ньютоновская жидкость.

Примером пластической жидкости могут служить нефти с высоким содержанием парафина при температурах ниже температуры кристаллизации, аномально – вязкие нефти, с высоким содержанием асфальтенов, структурированные коллоидные системы, используемые для повышения нефтеотдачи пласта. [1]

Реологические параметры нефти экспериментально оцениваются по характеру зависимости напряжений сдвига от градиента сдвига.

Классификация и условное обозначение нефтей.

При оценке качества нефть подразделяют на классы, типы, группы, виды.

В зависимости от массовой доли серы нефть подразделяют на классы 1-4 (таблица 1).

Таблица 1 – Классы нефти

Класс нефти	Наименование	Массовая доля серы %,	Метод испытания
1	Малосернистая	До 0,60 включ.	По ГОСТ 1437, ГОСТ Р 51947 и 9.2 настоящего стандарта
2	Сернистая	От 0,61 >> 1,80	
3	Высокосернистая	>> 1,81 >>> 3,50	
4	Особо высокосернистая	Св. 3,50	

По плотности, а при поставке на экспорт – дополнительно по входу и массовой доле парафина нефть подразделяют на пять типов (таблица 2):

Таблица 2 - Типы нефти: плотность

№	Типы нефти	Плотность, кг/м ³
0	Особо легкая	830,0
1	легкая	830,1-850,0
2	средняя	850,1-870,0
3	тяжелая	870,1-895,0
4	битуминозная	895,0

Таблица 3 – Группы нефти: степень подготовки

	Норма для группы		
	1	2	3
1. Массовая доля воды, %, не более	0,5	0,5	1,0
2. Концентрация хлористых солей, м/дм, не более	100	300	900
3. Массовая доля мех. примесей, %, не более	0,05		
4. Давление насыщенных паров, кПа, не более	66,7	66,7	66,7

Таблица 4 – Виды нефти: содержание сероводорода и меркаптанов

Наименование показателя	Норма для нефти		
	1	2	3
Массовая доля сероводорода, млн. (ppm), не более	20	50	100
Массовая доля метил- и этилмеркаптаном в сумме, млн. (ppm), не более	40	60	100

Маркировка нефти.

Условное обозначение нефти состоит из четырех цифр, соответствующих обозначениям класса, типа, группы и вида нефти [2]

ГОСТ 51858-2002 К-Т-Г-В

Нефть пласта на X месторождении Западной Сибири является легкой, малосернистой, малосмолистой (таблица 5). [3]

Таблица 5 – Описание свойств нефти на X месторождении Западной Сибири

Наименование параметра	Количество исследованных		Диапазон значений	Среднее значение
	Скважин	проб		
1	2	3	4	5
Плотность при 20°C, кг/м ³	3	5	792-810	799
Вязкость, мм ² /с при 20°C при 50°C	3	5	1,86-3,71	2,8
Молярная масса, г/моль	3	5	168-182	175,6
Температура застывания, °C	2	4	-6-42	-24
Массовое содержание, %				
Серы	3	5	0,15-0,20	0,18
Смол силикагелях	3	5	2,01-4,58	3,56
Асфальтенов	3	5	0,07-0,27	0,16

Парафинов	3	5	0,98-3,92	2,74
Воды	-	-	-	-
механических примесей	-	-	-	-
Содержание микрокомпонентов, г/т				
Ванадий	-	-	-	-
Никель	-	-	-	-
Температура плавления парафина, °С				
Температура начала кипения, °С	2	4	37-41	39
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %				
до 100°С	2	4	8,5-11	9,8
до 150°С	2	4	24-28	26
до 200°С	2	4	38-41,5	39,8
до 250°С	2	4	48-52	50
до 300°С	2	4	58,5-62	60,3
Шифр технологической классификации	По ГОСТ Р 51858-2002 нефть относится к 1 классу и 0 типу			

1.2 Физические и реологические свойства водонефтяных эмульсий

В настоящее время существует несколько теоретических построений, объясняющих механизм и условия образования устойчивых водонефтяных эмульсионных систем в процессе добычи нефти. С определённой долей условности, их можно разделить на две группы [4]:

1) термодинамические – объясняющие природу эмульсий энергетическими процессами.

2) надмолекулярные – обуславливающие формирование эмульсий образованием структурно-механического барьера.

Для обеих этих групп, независимо от подхода к определению механизма образования эмульсий, имеются перекликающиеся позиции. Например, они схожи в том, что устойчивость эмульсионных систем образованной из двух несмешивающихся жидкостей, связана с присутствием третьего компонента выполняющего роль стабилизатора. Данное объяснение устойчивости водонефтяных эмульсий образующихся при добыче нефти, указывает на то, что наряду с углеводородными компонентами нефти и пластовой водой, в залежах всегда присутствуют стабилизаторы. Как показывают исследования, в качестве стабилизаторов могут выступать

сложные органических вещества, минеральные частицы продуктивных пластов, продукты химического взаимодействия компонентов пластовых вод и промышленного оборудования, технологические реагенты, высокоминерализованные пластовые воды, и др. [5,8]

Исследованиями установлено, что стабилизацию эмульсий при добыче нефти могут обеспечивать следующие вещества [9]:

1. нафтеновые кислоты, жирные кислоты и подобные им вещества, обладающие ярко выраженными поверхностно активными свойствами, обладающие способностью формировать молекулярные неструктурированные соединения;

2. асфальтены, ангидриды, асфальтогеновые кислоты и их производные, и подобные им вещества, с низкими поверхностно-активными свойствами, обладающие способностью формировать упругие и прочные слои;

3. твердые дисперсные минеральные и органические вещества, которые обладают разным смачиванием для воды и нефти, что приводит к неравномерному прилипанию рассеянных в нефти капель воды, образуя при этом прочные для разрушения оболочки.

Многие исследователи в качестве основных стабилизаторов водонефтяных эмульсий указывают асфальто-смолистые вещества, комплексы органо-порфирных соединений, высокоплавкие парафины и минеральные частицы [10]. Данные вещества-стабилизаторы образуют адсорбционные пленки на границах раздела фаз, которые становятся своеобразным структурно-механическим барьером на участке контакта и столкновения обособленных глобул воды. Основной характеристикой любой эмульсии является дисперсность, поскольку именно она отражает её важнейшие свойства как среды. Под дисперсностью эмульсии принято понимать степень раздробленности дисперсной фазы в дисперсионной среде [7]. Соответственно дисперсность является обратной величиной диаметра капель.

Водонефтяные и нефтяные эмульсии являются полидисперсными системами. Размеры данных частиц могут варьироваться от 0,1 мкм до 100 мкм, и достигать целых миллиметров в диаметре. По размерам капель для характеристики дисперсность эмульсии применяют следующие градации [5]:

- мелкодисперсной обозначают эмульсию с размером капель 0,02 - 20 мкм;
- среднедисперсной с размером капель 20 - 50 мкм;
- грубодисперсной с размером капель 50 - 300 мкм.

Вязкость эмульсии зависимость от различных её характеристик, таких, как химический состав, вязкость, полярность, объемная доля, межфазное натяжение, степень дисперсности дисперсной фазы, толщина пленки эмульгатора на каплях дисперсной фазы, а также определяются воздействием внешних факторов.

По реологическому поведению дисперсные системы можно разделить на:

- линейные (ньютоновские) жидкости;
- нелинейные жидкости с реологическими свойствами, независимыми от времени;
- нелинейные жидкости с памятью [5].

По концентрации дисперсной фазы эмульсионные системы подразделяют на три типа: разбавленные, концентрированные и высококонцентрированные. Особенностью разбавленных эмульсий является небольшой диаметр капель в дисперсной фазе, и малая вероятность их столкновения. В концентрированных эмульсиях капли постоянно находятся в контакте друг с другом, поэтому они устойчивы только в присутствии эмульгатора.

Разбавленные эмульсии ведут себя подобно простым жидкостям [11]. Агрегативная устойчивость – это способность эмульсий, при которой глобулы дисперсной фазы сохраняют свой первоначальный вид, и не поддаются слиянию и слипанию [12]. В силу физико-химических особенностей нефти и

пластовых вод, прежде всего наличие стабилизаторов, нефтяные эмульсии обладают высокой агрегативной устойчивостью. Важным фактором в сохранении неустойчивого состояния дисперсной системы, является сдвигающее напряжение. Если к эмульсии приложить сдвигающее напряжение, то существующее связи между частицами, деформируются, а при увеличении скорости сдвига они начинают рваться [13]. Это приводит к постепенному изменению структуры системы. Соответственно увеличение сдвигающих напряжений способствует полному разрушению агрегатов на отдельные капли, которые уже способны к деформации [8]. Точкой инверсии характеризуется состояние, при котором происходит обращение фаз, в результате чего дисперсная фаза становится дисперсной средой, а дисперсионная среда дисперсной фазой. В зависимости от физико-химических свойств нефти и пластовых вод, критическое значение коэффициента обводненности может изменяться от 0,6 до 0,8 % [12].

Изменение фаз в нефтяных эмульсиях имеет исключительное практическое значение для нефтедобычи. Так, например, водонефтяная эмульсия, имеющая внешней фазой воду, транспортируется по трубопроводам при меньших энергетических затратах, чем эмульсия, имеющая внешней фазой нефть [5]. Установлено, что тип образующейся эмульсии зависит от соотношения объемов жидкостей. Как правило дисперсионной средой быстрее стремится стать та жидкость, которой больше. Но в практике нефтедобычи, по причине влияния геологических, химических, технологических факторов, имеют место эмульсии, содержащих до 90 - 95 % дисперсной фазы [10].

1.3 Стабилизаторы водонефтяных эмульсий

Для снижения эмульгирования нефти важно не допустить или снизить влияние условий, способствующих образованию эмульсии. Основными из них являются:

- совместный поток нефти и воды из скважины;

- перемешивание, способствующее диспергированию жидкостей;
- наличие природных эмульгаторов.

Раздельное извлечение нефти и воды не получило широкого распространения, ввиду того, что при данном способе проблематично поддерживать уровень раздела нефти и воды на забое, нарушая разделение флюида. Способ основывается на оборудовании скважин двумя подъемниками: для нефти и для воды.

Наибольшее внимание необходимо уделять снижению перемешивания нефти с водой. В фонтанных скважинах устанавливают штуцер на забое. При штуцерах, расположенных на поверхности, перемешивание можно уменьшить, поддерживая повышенное давление в сепараторах. Это способствует снижению перепада давления и перемешиванию потока.

В газлифтных скважинах перемешивание происходит, главным образом в процессе изменения направления потока, при прохождении через сепараторы и при движении по выкидным линиям.

Для уменьшения эмульгирования нефти, выкидные линии необходимо конструировать без резких поворотов и острых углов, и задавать необходимый диаметр для снижения турбулизации потока. Необходимо устанавливать минимум запорной арматуры, для предотвращения воздействия изменения сечения труб. Необходимо контролировать уклон для предотвращения скопления воды в низких участках. При проектировании нефтяных коллекторов необходимо по максимуму использовать самотечный потенциал.

Центробежные насосы имеют малый к.п.д. по сравнению с поршневыми или винтовыми, поэтому результативность данных мер уменьшается, и большее внимание необходимо уделять разрушению эмульсий.

1.4 Деэмульгаторы

Деэмульгатор – специализированный реагент, необходимый для устойчивого разрушения эмульсий, сформированных водой и нефтью. Роль

деэмульгатора в обессоливании и обезвоживании нефти заключается в проникновении в поверхностный слой частиц эмульсии и замещении или вытеснении присутствующих там естественных стабилизаторов: асфальтена и других природных «поверхностно активных веществ». Таким образом, деэмульгаторы изменяют поверхностное натяжение, и микроэмульсия подвергается разрушению. Данный процесс расщепления нефти и воды и последующего разрушения называется деэмульсацией [1].

Деэмульгирование является основой для обезвоживания и обессоливания нефти. При обезвоживании деэмульгируют исходную эмульсию нефти, при обессоливании – эмульсию, созданную в процессе смешения с промывочной водой.

Процесс разделения эмульсий состоит из трех стадий: сближение капель воды, их слияние, выпадение в осадок. Для интенсификации сближения увеличивают скорость глобул за счет перемешивания, подогрева, электричества. Но, сближения и столкновения недостаточно. Необходимо воздействие деэмульгатора, чтобы уменьшить прочность слоев вокруг капель воды, сделав их гидрофильными.

Кроме того, требуются оптимальные условия для качественного отстоя глобул воды от нефти.

По закону Стокса, скорость выпадающих частиц прямо пропорциональна квадрату их радиуса, разности плотностей диспергированных частиц и среды, ускорению силы тяжести и обратно пропорциональна вязкости среды, окружающей частицы. В случае маленького размера (менее сотых долей микрона), скорость осаждения частиц минимальна настолько, что практически не заметна. И для того, чтобы ускорить процесс, необходимо увеличить размер, различие плотностей и минимизировать вязкость нефти.

Дифференциация плотностей достигается увеличением температуры ввиду того, что коэффициент расширения воды более меньший по сравнению

с нефтью. В практике возможно добиться увеличения разности на 10-20 %. Кроме того, под воздействием температуры уменьшается вязкость нефти.

Разрушение нефтяных эмульсий подразделяется на механические, химические и электрические методы. Все они основываются на слиянии и увеличении глобул воды, для ускорения осаждения. Применение методов основывается на типе эмульсии и ее устойчивости.

Механическими методами являются: отстой, центрифугирование, фильтрация.

Способ отстаивания используется для свежих нестойких эмульсий, разделяющихся из-за разности плотностей. Кроме того, эмульсию дополнительно подогревают.

Центрифугирование основано на применении центробежной силы, под действием которой вода и механические примеси отделяются от нефти. Скорость разделения эмульсии возрастает пропорционально радиусу вращения и квадрату количества оборота ротора. При увеличении числа оборотов, увеличиваются разделительные свойства центрифуги, однако уменьшается производительность. Данный фактор является основной причиной нераспространенности метода.

Фильтрование основано на избирательном смачивании веществ различными жидкостями. Кварцевый песок смачивается водой, пирит – нефтью. Мельчайшие частицы воды, прилипают к частицам веществ, осаждаются, объединяясь в крупные капли. Применение фильтрования в основном распространено в случаях, когда эмульсии уже разрушены, но существует часть оставшихся молекул воды во взвешенном состоянии. Недостаток способа - засоряемость фильтрующего элемента.

Химический метод основывается на применении поверхностно-активных веществ, являющихся деэмульгаторами. Разрушение эмульсии возможно в процессе вытеснения эмульгатора веществом с увеличенной поверхностной активностью и уменьшенной прочностью пленочной оболочки, а также в результате образования эмульсий обратного типа

(инверсии фаз) и в результате разрушения пленки под воздействием химической реакции с эмульгатором.

При подборе деэмульгатора важно учесть тип нефти (парафинистая, смолистая), обводненность, температуру, интенсивность смешивания, его стоимость. Так же необходимо производить исследования реагента, для определения его эффективности для данной нефти. Деэмульгатор подают в резервуары (рисунок 4) в трубопроводах и в скважины.

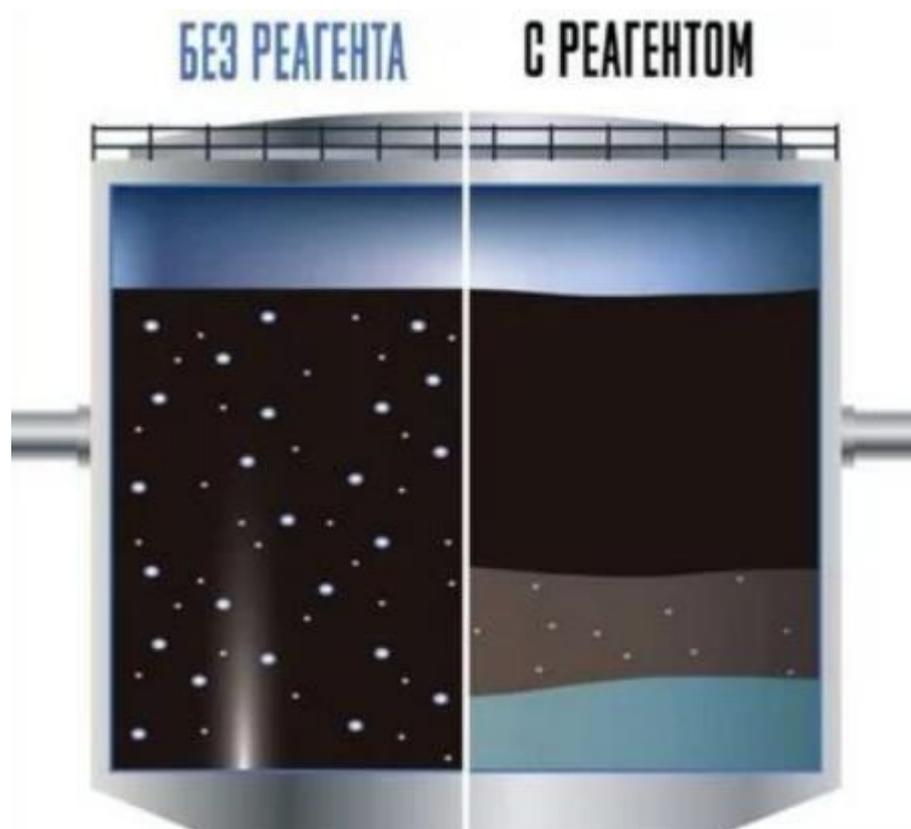


Рисунок 4 - Нефтяная жидкость без деэмульгатора и с деэмульгатором

Для интенсификации процесса нефть подогревают, и процесс становится термохимическим.

Выделяются следующие виды деэмульгаторов: дропперы и клинеры.

Дропперы – позволяют максимально быстро и эффективно сбросить воду в минимальное время. Выбор дропперов обоснован интенсификацией добычи нефти.

Клинеры – обеспечивают высокую стабильность подготовки нефти при постоянном объеме обрабатываемой нефти.

Эффективный расход деэмульгатора (т.е. его количество в г/т), необходимое для продуктивного обезвоживания и обессоливания нефти, важнейший показатель, определяемый свойствами самой нефти и деэмульгатора.

Деэмульгатор СНПХ-4114 обеспечивает быстрое отделение и чистоту подтоварной воды, может применяться в системах нефтесбора и на установках подготовки нефти.

Описание: Деэмульгатор СНПХ-4114 представляет собой композицию из неионогенных ПАВ в смеси ароматических и спиртовых растворителей.

Неионогенные ПАВ не диссоциируют в воде на ионы, однако растворяются в ней. Растворимость в воде обусловлена образованием водородных связей между атомами водорода молекул воды и атомами кислорода полиоксиэтиленовой цепочки (рисунок5)

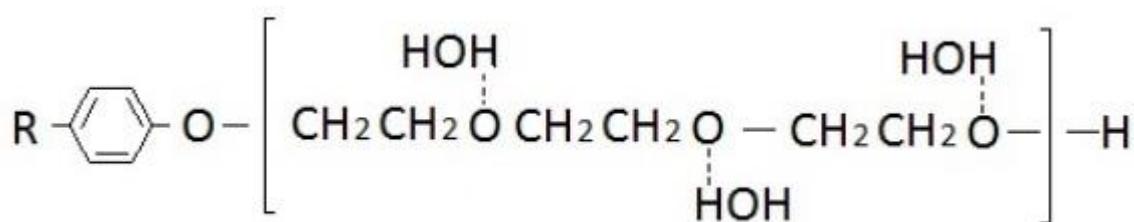


Рисунок 5 - Растворимость в воде обусловлена образованием водородных связей между атомами водорода молекул воды и атомами кислорода полиоксиэтиленовой цепочки

При повышении температуры растворимость неионогенных ПАВ снижается вследствие ослабления водородных связей и дегидратации молекул. Это вызывает помутнение раствора, причем температура, при которой наблюдается помутнение, зависит от числа этиленоксидных групп. Если неионогенный ПАВ содержит более 15 этиленоксидных групп, его способность к гидратации настолько велика, что его водные растворы не мутнеют даже при кипячении. При понижении температуры неионогенные ПАВ способны вновь гидратироваться и растворяться в воде. Неионогенные ПАВ с 3—4 этиленоксидными группами в воде практически не растворяются,

но хорошо растворяются в неполярных средах, например, в маслах. Не содержит хлорорганических соединений.

Применение: Деэмульгатор СНПХ-4114 (маслорастворимый, вододиспергируемый) предназначен для подготовки (обезвоживание и обессоливание) высоковязких, смолистых нефтей. Обеспечивает быстрое отделение и чистоту подтоварной воды. Может применяться в системах нефтесбора в условиях путевой деэмульсации нефти для снижения вязкости водонефтяных эмульсий, на установках предварительного сброса воды и на установках подготовки нефти. Эффективен при низких удельных расходах в широком интервале температур.

Таблица 6 – Описание основных характеристики

	СНПХ-4114	СНПХ-4114-(8-10)
Внешний вид	Однородная подвижная жидкость от бесцветного до коричневого цвета.	
Массовая доля активного вещества, %	41-51	34 - 42
Кинематическая вязкость, мм ² /с, не более -при 20 °С -при минус 40 °С	60 600	50 500
Плотность при 20 °С кг/м ³ , в пределах	870-960	
Температура застывания, °С, не выше	Минус 50	

По токсикологическим свойствам СНПХ-4114 относится к 3 классу опасности (умеренно опасные вещества).

На УПН месторождения Западной Сибири обезвоживание эмульсии достигается с помощью деэмульгатора СНПХ-4114 (дозация его производится до входа водогазонефтяной смеси на УПН, для увеличения времени его перемешивания с эмульсией). Температура водогазонефтяной эмульсии на входе УПН колеблется от 20 до 28°С, на выходе из печей около 50°С. Остаточная обводненность на выходе с установки от 0,03 до 0,3%. Деэмульгатор СНПХ-4114 удовлетворяет требованиям для нефти Западной

Сибири X_1 месторождения. Проблема заключается в следующем: в зимнее время года на УПН автотранспортом доставляется сырая нефть с нефтяного месторождения Западной Сибири X_2 , находящегося в 28 км от месторождений X_1 Западной Сибири. Эмульсия с месторождения Западной Сибири X_2 является очень стойкой и с помощью деэмульгатора СНПХ-4114 не достигается требуемых показателей качества, что приводит к повторной подготовке.

1.5 Особенности подготовки нефти на нефтяных месторождениях

Общая характеристика установки подготовки нефти

Мощность установки подготовки нефти (УПН) месторождения X с учетом максимального развития приведена в (таблице 6).

Таблица 6 - Максимальная мощность установка подготовки нефти

Наименование	Количество
по товарной нефти	190 тыс.т/год
по добыче жидкости	450 тыс. м ³ /год
по газу	12.52млн. м ³ /год

На УПН последовательно проводятся следующие технологические операции:

- прием нефтегазоводяной смеси;

Учета нефти обезвоженной, обессоленной и стабилизированной (далее – нефть), а также фактически потерь при ее добыче организациями, осуществляющими добычу нефти и газа (далее – организации). Учет нефти включает в себя сбор, регистрацию, обобщение и документирование информацию о количестве нефти.

Баланс нефти – сводный документ, составляемый результатам осуществления учетных операции с нефтью, содержащий сведения о количестве добытой организацией массы нетто нефти, ее использовании и остатках на начало и конец отчетного периода

Балласт нефти – масса содержащихся в нефти воды, хлористых солей и нерастворимых в воде твердых веществ в виде осадка или во взвешенном состоянии (далее – механические примеси), определенных с применением средств измерений и (или) результатов лабораторных испытаний.

Добыча нефти - комплекс технологических и производительных процессов по извлечению нефти из недр на земную поверхность, сбору и подготовке.

Косвенные методы измерений массы нефти – методы измерений, при которых значение массы нефти определяют на основании результатов прямых измерений объема (объемного расхода) или уровня нефти в резервуарах, а также ее плотности, давления, температуры и уровня нефти в резервуарах.

Масса нетто нефти – это масса нефти за вычетом масс, отделённых воды, попутного нефтяного газа и примесей, а также содержащихся в нефти во взвешенном состоянии воды, хлористых солей и механических примесей, определенных с применением средств измерений и результатов лабораторных испытаний.

Масса брутто нефти – масса нефти, включающая в себя массу содержащихся в нефти во взвешенном состоянии воды, хлористых солей и механических примесей в пределах, установленных национальным стандартом.

Нефтегаз водяная смесь – это извлеченная из недр, содержащая углеводороды широкого физико-химического состава, попутный нефтяной газ, воду, минеральные соли, механические примеси и другие химические соединения.

- сепарация нефти в две ступени;

Ступенью сепарации называется отделение газа от нефти при определённом давлении и температуре. Многоступенчатая сепарация позволяет получить более стабильную нефть, нежели одноступенчатая.

Эффективность многоступенчатой сепарации особенно ощутима для месторождений лёгкой нефти с высокими газовыми факторами и давлениями

на головках скважин. Регулируемое давление и температура создают условия для более полного отделения газа от нефти. Давление на сепараторе 1-й ступени всегда больше, чем на сепараторах 2-й и последующих ступеней. Показатели давления на ступенях сепарации зависят от многих факторов, которые учитываются при разработке месторождения и вносятся в технологическую схему. Количество сепараторов зависит от объема добываемой нефти.

- обезвоживание и обессоливание, предварительно обезвоженной нефти в газонасыщенном состоянии с последующей ее сепарацией на концевой ступени;

Обезвоживание и обессоливание нефти - это процессы очистки нефти от воды и минеральных солей. Глубокое обессоливание нефти обеспечивает снижение коррозии и уменьшение отложений в аппаратуре, улучшение качества нефтяных фракций, в том числе и по содержанию металлов.

- сжигание аварийных и постоянных сбросов на факеле высокого и низкого давления;

Факельная установка предназначена для сброса и последующего сжигания горючих газов и паров в случаях: срабатывания устройств аварийного сброса, предохранительных клапанов, гидрозатворов, ручного стравливания, а также освобождения технологических блоков от газов и паров в аварийных ситуациях автоматически или с применением дистанционно управляемой запорной арматуры и др.; постоянных, предусмотренных технологическим регламентом сдвуха; периодических сбросов газов и паров, пуска, наладки и остановки технологических объектов.

Область применения ФУ: нефтегазодобывающая, нефтехимическая, нефтеперерабатывающая, химическая и другие отрасли промышленности.

Факельные установки бывают: общезаводские, в которых сжигают близкие по составу газовые выбросы (например, углеводороды) с различных производств предприятия, и специальные (в составе отдельных технологических установок или производств).

Конструкции факельных установок могут быть различными.

Существует 2 основных вида подобных устройств - это факельные установки закрытого и открытого типа.

Открытая факельная система, как правило, подразумевает прямолинейный проход газа через факельный ствол, установленный вертикально и имеющий высоту не менее 4 метров.

Закрытые факельные системы (называемые также наземными факелами, факелами для густонаселённых районов или «факелами термического окисления») изготавливаются мобильными (на трейлерах), на треногах, горизонтальными и редко - высотными. Закрытые факельные установки получили еще одно название: «наземные».

Горизонтальные факельные установки предназначены для бездымной утилизации постоянных, аварийных и периодических факельных сбросов.

В связи с тем, что нефтеперерабатывающие заводы часто расположены недалеко от населённых пунктов или непосредственно в населённых пунктах, то на НПЗ, как правило, применяются закрытые факелы.

Преимущества закрытых факельных систем:

- отсутствие дыма, пара, видимого пламени, запаха
- низкий уровень шума
- небольшие и контролируемые выбросы
- отсутствие теплового шлейфа
- простая система управления с лёгким доступом ко всем управляющим органам
- удобство обслуживания всех узлов с земли (например, дежурные горелки могут быть сняты без остановки всей системы)
- отсутствие теплового излучения (нет необходимости сооружать специальный тепловой экран)
- безопасное и надёжное уничтожение любых жидких и газообразных отходов.

Закрытая факельная система может быть оснащена одной из двух типов систем утилизации тепла: это может быть предварительный нагрев (через теплообменник) потока холодных отходов с целью более эффективного их сжигания или котел для получения водяного пара.

Если рекуперативная энергия на данном объекте может быть использована, то при проектировании есть смысл рассматривать вопрос о применении и той и другой системы утилизации.

ПБ 09-12-92: Правила устройства и безопасной эксплуатации факельных систем.

- прием и учет товарной нефти;

Акт приема – подписанный Сторонами документ, подтверждающий прием-сдачу нефти.

Партия нефти – количество нефти, сопровождаемое одним маршрутным поручением.

Паспорт качества нефти – документ, являющийся обязательным приложением к акту приема-сдачи нефти, в котором указываются результаты измерений показателей качества нефти.

Прием нефти – процесс передачи нефти между предприятиями в соответствии с действующими положениями.

При выполнении приема- нефти на УПН осуществляют:

- двухчасовой, круглосуточный учет количества принимаемой, перекачиваемой, находящейся в наличии и сдаваемой нефти с передачей информации товарно-транспортным службам;

- отбор проб из резервуаров и нефтепроводов БИК, испытание нефти, хранение арбитражных проб;

- оформление актов приема-сдачи нефти, паспортов качества, составление отчетов и передачу их товарно-транспортным службам;

- контроль технологической схемы транспортировки нефти в пределах зоны ответственности сторон;

- подача товарной нефти в промысловый нефтепровод.

Измерительная линия – часть конструкции системы измерений количества и показателей качества нефти, состоящая из преобразователей расхода в комплекте со струей выпрямителями или прямолинейными участками трубопроводов, оснащенными устройством отбора давления и карманом для термометра, преобразователями температуры и давления, манометром и термометром, задвижками и фильтром.

Прием (сдача) нефти – процесс передачи нефти между предприятиями в соответствии с действующими положениями;

Масса нефти измеряется с помощью установленных на измерительных линиях массовых расходомеров. Показатели качества нефти определяются с помощью приборов, установленных на линии измерения показателей качества: плотность – поточным плотномером; объемное содержание воды – влагомером. Одновременно осуществляется измерение давления и температуры нефти на измерительных линиях и в линии измерения показателей качества нефти

Для проведения вышеназванных операций в состав УПН входят следующие сооружения:

- площадка подключения;
- блок входных фильтров;
- технологическая площадка в составе:
 - 1) сепарационная установка;
 - 2) площадка отстойника нефти;
 - 3) площадка отстойников воды:
- блок измерительно-регулирующий (БИР);
- площадка подогревателей (ПП);
- насосная внутренней и внешней перекачки;
- узел учета нефти;
- резервуарный парк;
- факельное хозяйство;
- дренажные и аварийные емкости;

- установка дозированной подачи химических реагентов;
- стояк наливной.

Степень подготовки нефти на УПН соответствует требованиям ГОСТ Р 51858-2002.

Для интенсификации разработки месторождений требуется организация системы поддержания пластового давления. Для поддержания стабильного притока нефти проектом предусматривается система заводнения, часть сооружений, которой размещается на территории УПН: блочная кустовая насосная станция, блок насосной воды и резервуары накопители воды.

Комплекс сооружений кустовой насосной станции обеспечивает:

- разгазирование воды;
- очистку воды от механических примесей и нефти;
- подачу воды в систему ППД.

Для закачки в систему ППД используется:

- вода пластовая, очищенная от механических примесей и нефти, поступающая с нефтью от кустов скважин;

- вода сеноманская;
- очищенные промливневые стоки.

Согласно характеристики коллекторских свойств пород месторождения, к качеству воды, используемой для заводнения, предъявляются повышенные требования, поэтому в схему очистки воды включены дополнительные фильтры и резервуары накопители.

2 ОБОСНОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА X МЕСТОРОЖДЕНИИ

2.1 Анализ технологического режима подготовки нефти на X нефтегазовом месторождении Западной Сибири

Продукция скважин с кустовых площадок по соответствующим линейным трубопроводам поступает на площадку подключения. На площадке подключения собран узел, представляющий собой коллектор с врезками подводящих трубопроводов (с учётом перспективы), располагаемый на открытой площадке.

После площадки подключения нефтегазоводяная смесь поступает на площадку УПН (рисунок б) на блок входных фильтров.

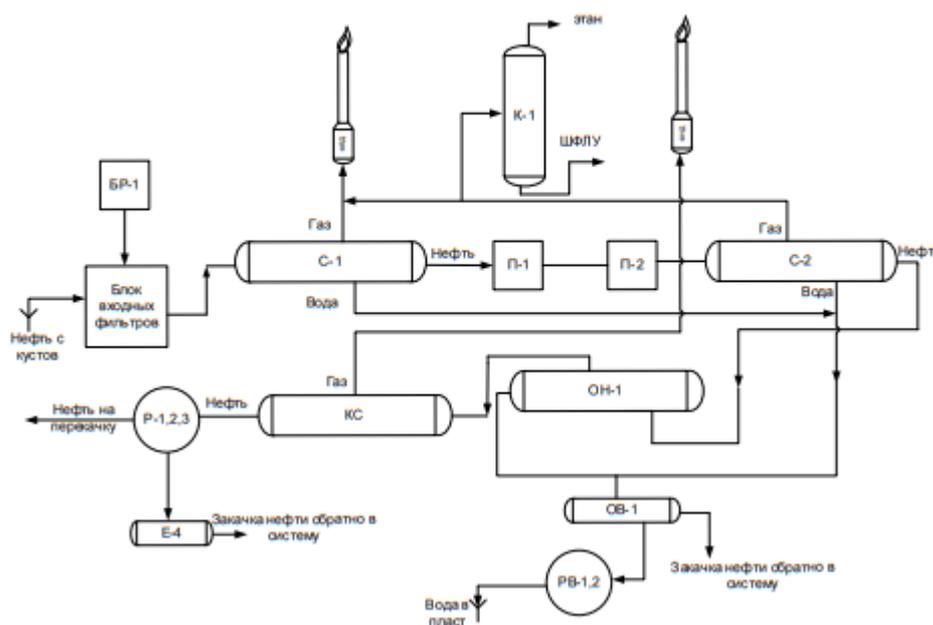


Рисунок б – Типовая установка подготовки нефти

Фильтры служат для улавливания пропана и механических примесей, выносимых из скважин.

Для улучшения процесса деэмульсации нефти и отделения пластовой воды, а также для борьбы с парафин отложением и коррозией в трубопровод нефтегаз водяной смеси подается деэмульгатор и ингибитор парафин отложения и коррозии с блока дозирования реагентов БР₁.

Нефтегазоводяная смесь после фильтров по трубопроводу поступает на технологическую площадку в сепаратор I ступени сепарации С₁. На технологической площадке размещаются: сепарационная установка, площадка отстойника нефти, и площадка отстойников воды (рисунок 7).

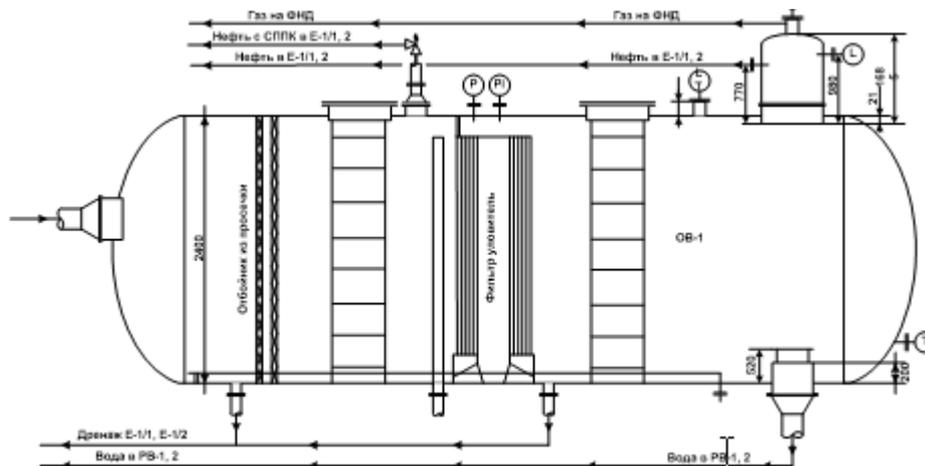


Рисунок 7- Схема отстойника воды

На сепарационной установке расположены нефтегазовые сепараторы первой ступени С₁(рисунок 8), второй ступени С₂ (рисунок 9) и сепаратор концевой ступени сепарации КС₁(рисунок 10).

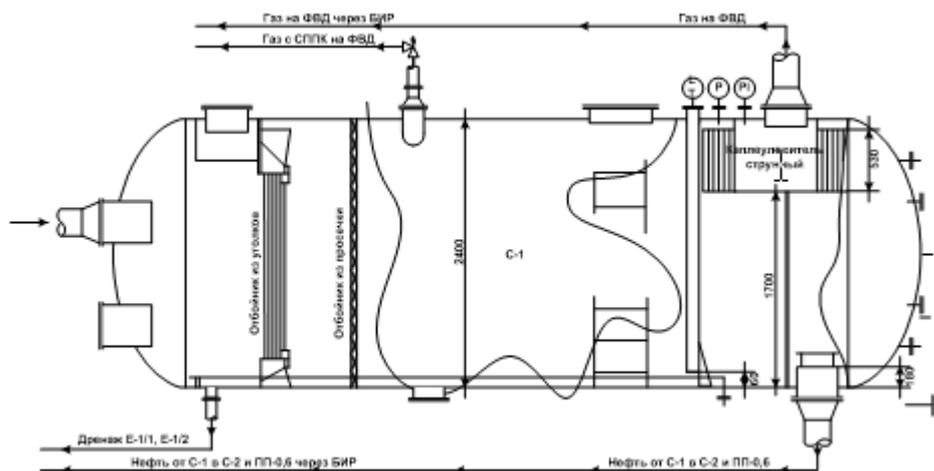


Рисунок 8 – Схема сепаратора типа НГС-1-1-2400-2-И

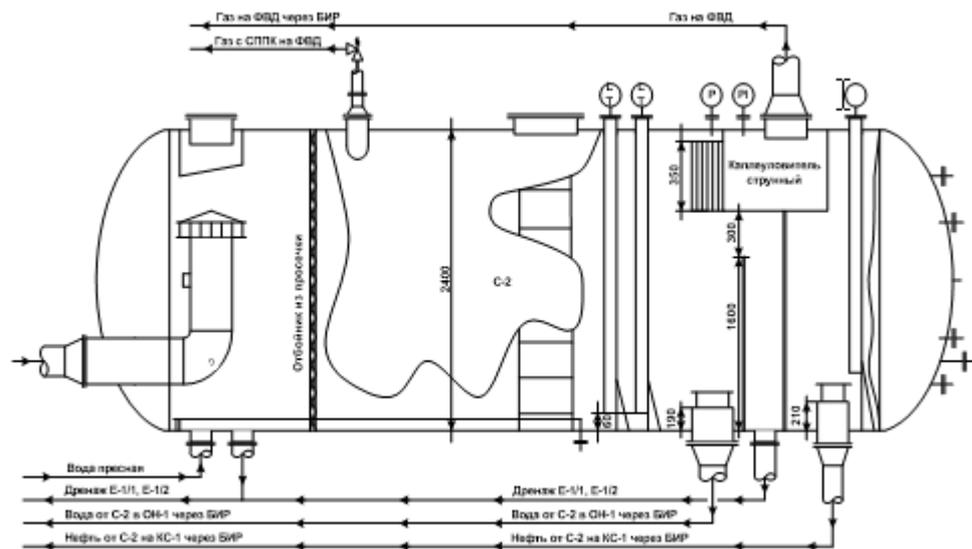


Рисунок 9 - Схема сепаратора НГСВ-1-1-2400-2-И

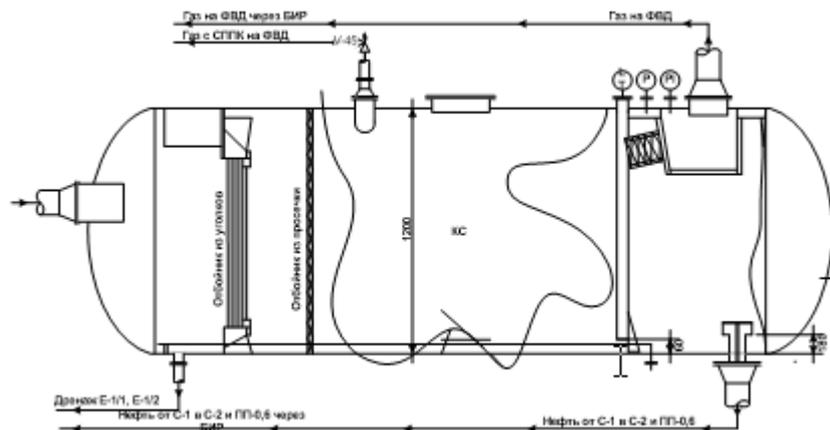


Рисунок 10 - Схема сепаратора типа НГС-2-0.6-1200-И

Неразгазированная нефть вначале поступает в сепарационный блок нефтегазовых сепараторов на 1-ую ступень, где происходит холодная сепарация нефти с выделением попутного нефтяного газа из жидкости. Сепаратор C_1 , стабилизируя нефтегазоводяной поток, служит для предварительного сброса газа, тем самым облегчая работу следующему за ним трехфазному сепаратору C_2 . В сепараторе C_1 происходит отделение до 60% нефтяного газа от нефти. Давление в аппарате до 0,5 МПа поддерживается клапаном сбросом в газосепаратор $ГС_1$ (рисунок 11)

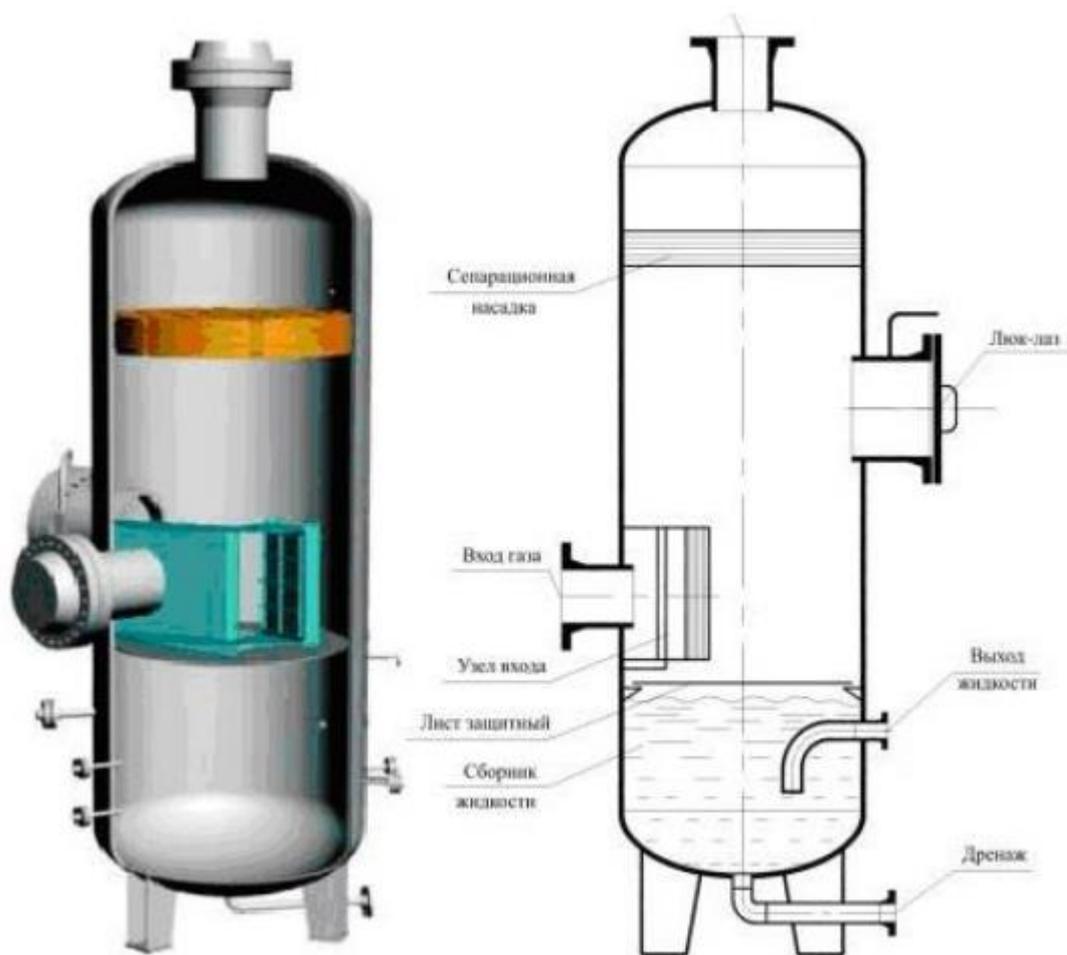


Рисунок 11- Схема вертикального газового сепаратора

Уровень жидкости регулируется клапаном. При низком газовом факторе схемой предусмотрена работа, минуя первую ступень сепарации.

Далее газодонефтяная смесь поступает в один из подогревателей нефти [13] ПТБ-5, где нагревается до температуры 30-75°C для улучшения процесса отделения воды от нефти.

После ПТБ-5 нефтегазоводяной поток направляется на вторую ступень сепарации в трехфазный сепаратор S_2 для отделения от него пластовой воды и дальнейшего разгазирования (до 35% всего газа) при давлении до 0,4 МПа. Процесс обработки нефти в аппарате регулируется автоматически: в нефтесборном отсеке аппарата уровень нефти, в отстойном отсеке – уровень раздела «нефть – вода». Давление в аппарате S_2 поддерживается клапаном на

Давление в аппарате поддерживается минимально достаточным для вывода газов на факел низкого давления, но не более 0,005 МПа. Уровень в аппарате до 0,6Д поддерживается регулирующим клапаном.

После клапана, товарная нефть направляется в сырьевой резервуар нефти P_1 , где проходит через подушку пресной воды для окончательного обессоливания. Товарная нефть через 7-метровый стояк подается в товарные резервуары P_2, P_3 [13].

Далее товарная нефть поступает в насосные внешние перекачки на всас насосов $H_{1,2}$ для подачи ее через оперативный узел учета на стояк налива нефти в автоцистерны или в нефтепровод на сдачу на ПСП.

В узле учета нефти установлен поточный влагомер для контроля обводненности нефти.

Откачка товарной нефти производится с уровня 0,5 м. Предусмотрена возможность работы насосов внутренней перекачки на некондиционной нефти из резервуаров с уровня выше 0,5 м в отстойник нефти или из аварийного резервуара в целый. Водяная подушка в резервуаре $P1$ поддерживается на уровне 2-3 м. Подтоварная вода выводится из резервуаров в дренажную емкость E_4 . Вода из емкости E_4 откачивается погружным насосом на вход отстойника нефти OH_1 при большом содержании нефти или во входной коллектор отстойников воды OB_1 .

Пластовая вода после трехфазного сепаратора II ступени сепарации и отстойника нефти направляется на очистку в аппарат очистки воды OB_1 а в аварийных ситуациях в нефтеуловитель ЭКО и далее в один из резервуаров накопителей $PВ_{1,2}$ [13].

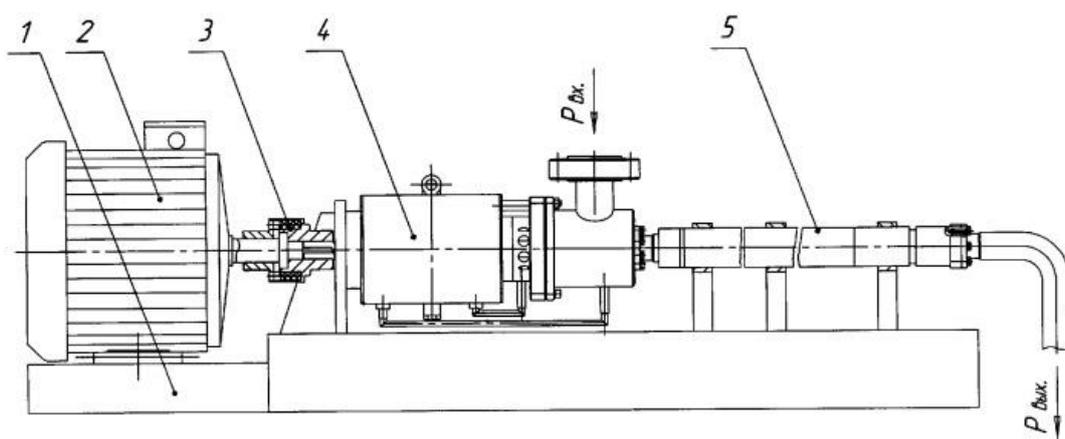
Очистка пластовой воды, а также производственно-дождевых стоков, подаваемых в аппарат OB_1 , до необходимой степени - 20 мг/л по нефти и 15 мг/л по механическим примесям, производится в одну стадию с помощью гидрофобной технологии очистки воды. Технология основана на способности капель воды очищаться от примесей нефти и взвешенных твердых частиц при прохождении через гидрофобный фильтр. В качестве фильтра используется

слой нефти достаточной толщины ($\sim 0,5$ м), находящийся на поверхности воды. Подача воды в аппарат выполнена сбоку через перфорированное распределительное устройство непосредственно в гидрофобный слой, при осаждении (фильтрации) через который, происходит абсорбция взвешенных частиц и нефти нефтяным слоем.

Давление в аппарате поддерживается до $0,5-0,8$ кгс/см². Сброс избытка газа осуществляется на факел низкого давления. В отстойниках предусматривается автоматическое регулирование уровней нефти и воды с помощью клапанов. Нефть из отстойника очистки воды $ОВ_1$ периодически по уровню выводится в подземную емкость $Е_{-1/1}$ с дальнейшей откачкой погружным насосом на вход отстойника нефти $ОН_1$ [13].

Очищенная пластовая вода из $ОВ_1$ подается в сборный коллектор всаса технологической насосной воды и далее перекачивается через фильтры тонкой очистки в резервуары накопители $РВ_{1,2}$. Нефтяная пленка из $РВ_{1,2}$ периодически по мере накопления выводится в подземную емкость $Е_3$.

После резервуаров накопителей, очищенная до необходимой степени – 5 мг/л по нефти и 5 мг/л по механическим примесям, вода поступает во всасывающий коллектор БКНС [13]. Находятся насосы ГНУ (рисунок 13).

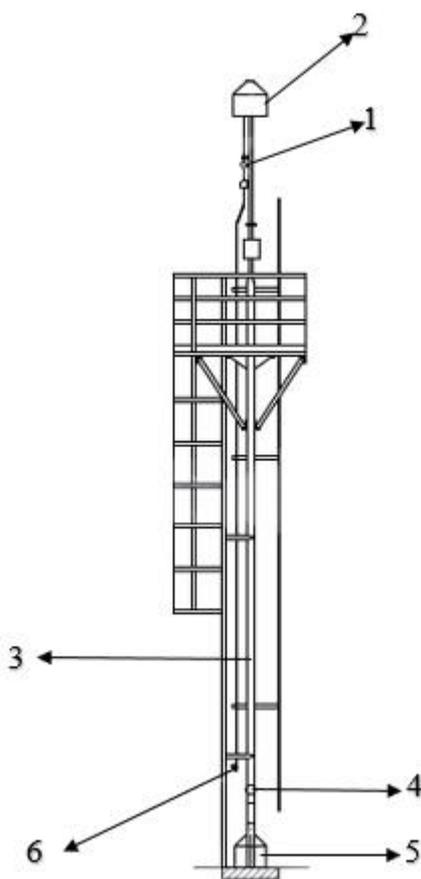


1- опорная рама, 2-электродвигатель, 3-соединительная муфта, 4-упорная камера, 5-секционный центробежный насос

Рисунок 13 – Принципиальная схема горизонтальной насосной установки (ГНУ)

ГНУ предназначена для закачки воды в системе ППД, перекачки нефтепродуктов, утилизации попутной воды, организации заводнения и повышения давления в системе ППД.

Нефтяной газ после I и II ступеней сепарации по сборному коллектору поступает в газосепаратор ГС₁. Газ, после дополнительной очистки от капельной влаги в газосепараторе ГС₁ (остаточное содержание до 0,015 г/м³), поступает в сборный коллектор блока БИР. Из сборного коллектора часть подготовленного газа используется на собственные нужды, на сжигание в котельных, в качестве топливного газа на газопотребляющих электростанциях с целью выработки электроэнергии и для подогревателей нефти ПТБ-5, факелов высокого и низкого давления (рисунок 14) и в качестве продувочного газа в факельных коллекторах.



1- горелка дежурная; 2- оголовок 3-ствол; 4- вход топливного газа; 5- основание; 6- дренаж газового

Рисунок 14 - Факел высокого и низкого давления

Избыток газа по давлению «до себя» клапаном автоматически сбрасывается на факел высокого давления. Для повышения надежности параллельно предусмотрена установка клапана прямого действия. Замер расходов газа производится на узле учета газа, расположенном в блоке БИР, с выводом показаний в операторную. Для удобства обслуживающего персонала в блоке также установлена вся основная регулирующая арматура УПН.

В дальнейшем планируется строительство установки подготовки газа с отбором бензиновых фракций. На площадке ГС₁ предусмотрен узел подключения для этих целей.

Сжигание неиспользованных объемов газа сепарации осуществляется на факелах высокого и низкого давления.

Защита технологических процессов сепарации осуществляется предохранительными клапанами.

Давление срабатывания клапанов установлены с учетом «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» (ПБ 10 -573-03) [14].

Постоянный и аварийный сброс газов I и II ступени сепарации, газосепаратора ГС₁ и от их предохранительных клапанов осуществляется в факельный коллектор высокого давления.

На факел низкого давления поступают постоянные и аварийные сбросы от КС₁, ОН₁, ОВ₁.

Для редуцирования давления газа с 0,4 МПа до 0,25 МПа, на линии топливного газа в БИР перед системой розжига факельных установок устанавливается регулятор давления [13].

В начало факельных коллекторов предусматривается подача продувочного газа. Продувочный газ подается в факельные коллектора для предотвращения образования взрывоопасной смеси в факельной системе. Предусмотрен контроль за подачей продувочного газа с сигнализацией в операторной при минимально-допустимом расходе.

В качестве стояка налива нефти используется комплектная установка налива АСН-100 производительностью до 150 м³/ч. Подача нефти на стояк производится насосом. Предусмотрено местное и дистанционное управление наливом. Стояк снабжен счетчиком жидкости и запорной арматурой. Нефть из стояка налива подается на наполнение автоцистерны, которая отправляется потребителю.

Весь процесс работы в основном автоматизирован с использованием необходимых локальных контрольно-измерительных приборов и датчиков, а также средств управления на базе программируемых контроллеров, ЭВМ, регулирующих клапанов и задвижек с электроприводом [13].

Недостаток применения ПТБ-5: для бесперебойной работы печей ПТБ-5 необходимо поддерживать непрерывный проток нефти через печи, находящихся в резерве. А также постоянный расход газа для работы ПТБ-5.

Наносится ущерб для экологии, что неблагоприятно влияет на окружающую среду и, в частности, на здоровье работающего персонала. Взрывопожароопасность: работа ПТБ-5 предполагает принудительное сжигание газа, что делает оборудование взрывопожароопасным.

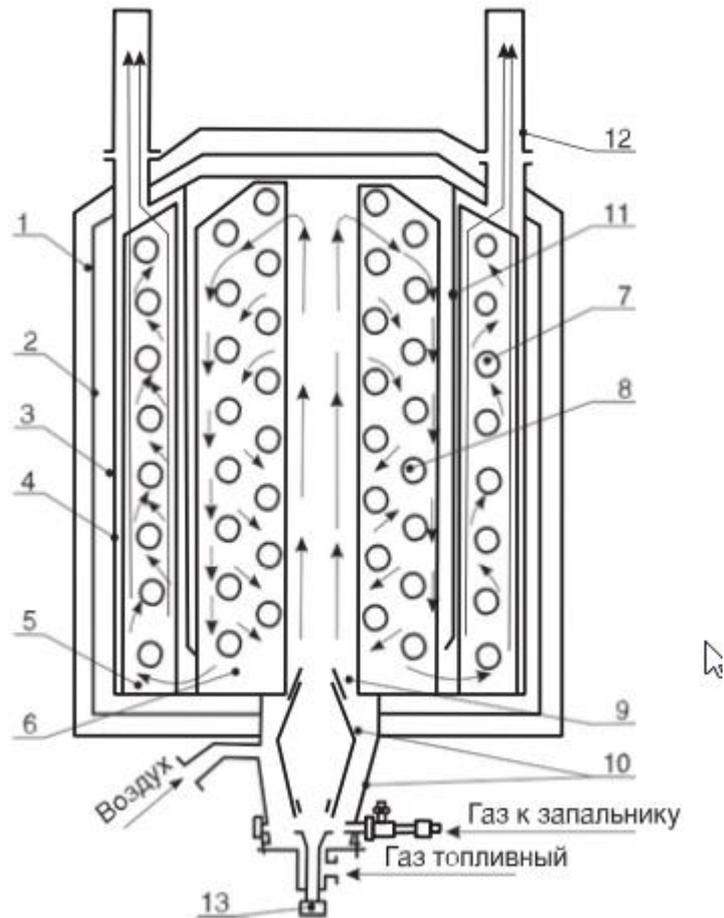
Автоматизированная трубчатая печь ПТБ-5 характеристика (таблица 7). Представляет собой комплексное изделие, включающее в свой состав ряд крупногабаритных сборочных единиц (блоков), образующих собственно теплотехническую часть печи со вспомогательным оборудованием и коммуникациями, и систему автоматизации.

Трубчатая печь состоит из трех основных блоков: теплообменной камеры, блока основания печи и блока вентиляторного агрегата, кроме того, в состав печи входят две дымовых трубы, сборочные единицы трубопроводов входа и выхода нефти, площадка обслуживания и стремянка. Теплообменная камера, выполнена в виде металлического теплоизолированного корпуса, внутри которого размещены продуктовые змеевики из определенных труб. Блок взрывных клапанов теплообменной камеры имеет фланец для присоединения дымовой трубы и змеевики для нагрева газа. Узлы

трубопроводной обвязки змеевиков теплообменной камеры трубчатой печи позволяют выполнить четыре поточным или двухпоточным вариантом обвязки. Вариант обвязки змеевиков трубчатой печи определяется проектной организацией осуществляющей привязку трубчатой печи ПТБ-5. Теплообменная камера своим нижним основанием устанавливается на блок основания печи и крепится к нему при помощи болтов.

В блоке основания печи размещены четыре камеры сгорания (реакторы горения) для сжигания газового топлива, трубопроводы подачи топливного газа к камерам сгорания и их запальным устройствам, воздухопровод принудительной подачи воздуха на горение и помещение подготовки топлива. Помещение подготовки топлива выполнено в виде металлического теплоизолированного укрытия, внутри которого размещены запорная, регулирующая арматура, приборы безопасности и их трубопроводная обвязка. Для принудительной подачи воздуха к камерам сгорания, являющимися двухпроводными газогорелочными устройствами, в составе трубчатой печи предусмотрен блок вентиляторного агрегата. Блок вентиляторного агрегата представляет собой стальную сварную раму, на которой на виброизоляторах установлен вентиляторный агрегат, включающий в свой состав центробежный вентилятор высокого давления, электродвигатель его привода и соединяющую их клиноременную передачу. Блок вентиляторного агрегата включает так же в свой состав приемный воздухопровод и нагнетательный переходный воздухопровод. Теплообменная камера печи снабжена четырьмя дымовыми трубами для вывода из нее охлажденных продуктов сгорания топлива в атмосферу, площадками обслуживания и стремянкой для обслуживания взрывных предохранительных клапанов, расположенных на ее боковых поверхностях.

В торцевой стенке корпуса теплообменной камеры имеется штуцер для подвода пара, обвязанный в единую систему трубопроводов пожаротушения.



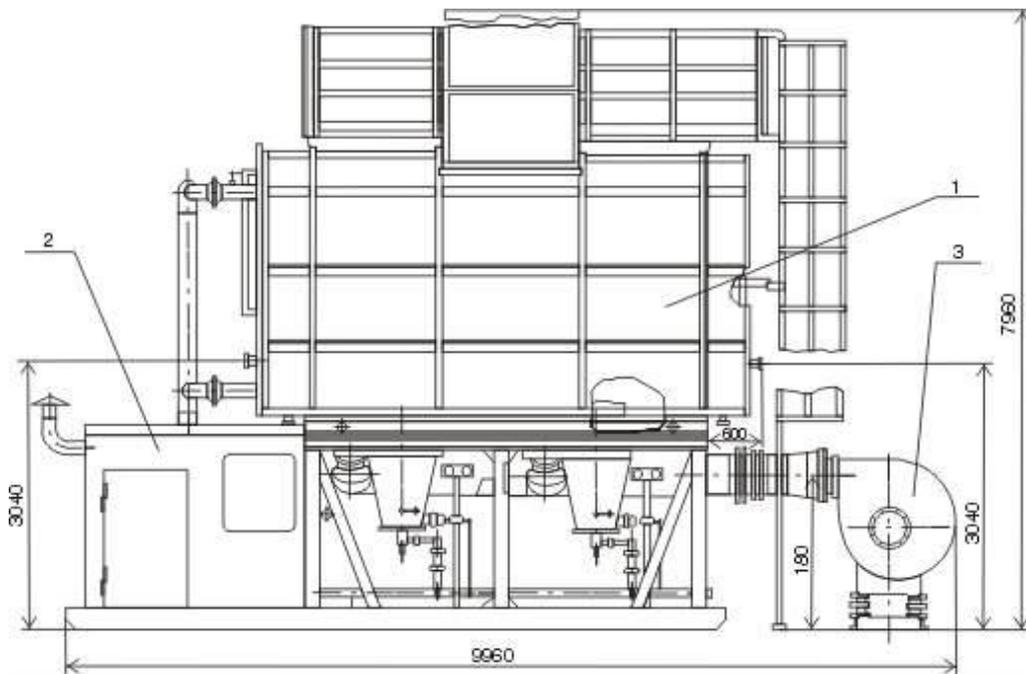
1- каркас; 2-обшивка; 3 - тепловая изоляция; 4 - обшивка внутренняя;
 5,6 - доска трубная; 7 - змеевик однорядный; 8 - змеевик двухрядный; 9 -
 направляющая; 10 – камера сгорания; 11 - перегородка (экран); 12-
 трубадымовая; 13 – устройство контроля пламени
 Рисунок 15 - Схема теплообменной камеры

Нагреваемый продукт, при своем движении по секциям змеевика, нагревается за счет тепла, отдаваемого продуктами сгорания топливного газа, сжигаемого в четырех камерах сгорания и поступающего в пространство теплообменной камеры. Из змеевиков теплообменной камеры нагреваемый продукт направляется для дальнейшей подготовки.

Таблица 7 - Техническая характеристика печь трубчатая блочная - 5

Тепловая мощность, МВт (Гкал/ч)	7,3 (6,3)
Производительность по нагреваемому продукту, кг/с (т/ч)	13,8 – 41,7 (50-150)
Р _{аб.} в змеевике, Мпа (кг/ см ²)	0,5 -0,8 (5,0 – 8,0)
Р _{рас} в змеевике, в змеевике, Мпа (кгс/см ²)	4 (40,0)

Рпроб в змеевике, Мпа (кгс/см ²)	5,7(57,0)
Трас стенки змеевика, °С	250
Т нефтяной эмульсии на входе °С, не менее	5
Т нагрева нефтяной эмульсии °С, не более	75
Среда	Нефть, нефтяная эмульсия с содержащими сероводорода попутном газе до 0,1%об.



1-камера теплообменная: 2-блок основания: 3-блок вентиляторного агрегата

Рисунок 16 – Печь трубчатая блочная – 5

Из вентилятора воздух, необходимый для горения подается в улиткообразный ввод камеры сгорания и поступает в кольцевое пространство, образованное внутренней поверхностью корпуса и внешней поверхностью жаровой трубы. По этому пространству воздух движется вниз к днищу камеры, где смешивается с топливным газом, поступающим в камеру через тройник.

Далее топливная смесь поступает в пространство жаровой трубы, в котором происходит ее сгорание и вихреобразное движение вверх к конфузору. Вращение потока воздуха с большой скоростью обеспечивает его движение с высокой турбулентностью в нижней части камеры сгорания в зоне ввода топливного газа, в результате происходит интенсивное смешение

воздуха с газом и обеспечивается высокая степень сгорания топливной смеси. При входе в жаровую трубу быстровращающаяся смесь газа с воздухом внезапно расширяется и ее спиралеобразный поток создает вихрь, движущийся по направлению к выходу из камеры сгорания по периферии жаровой трубы. Эти газы затем циркулируют в обратном направлении по центру вихря. Между этими двумя зонами потоков образуется газообразный слой, который остается неподвижным потому, что чем быстрее движутся газы в первом случае, тем быстрее циркулирующие газы вихрем оттягиваются вниз. Таким образом, газовые потоки проходят в различных направлениях относительно друг друга. Вихри играют роль держателей пламени, и последнее не гаснет даже в том случае, когда скорость движения горючей смеси в жаровой трубе во много раз превышает скорость распространения пламени [15].

2.2 Реконструкция установка подготовки нефти

Теплообменник пластинчатый – устройство, в котором осуществляется передача теплоты от горячего теплоносителя к холодной (нагреваемой) среде через стальные, медные, графитовые, титановые гофрированные пластины, которые стянуты в пакет. Горячие и холодные слои перемешиваются друг с другом.

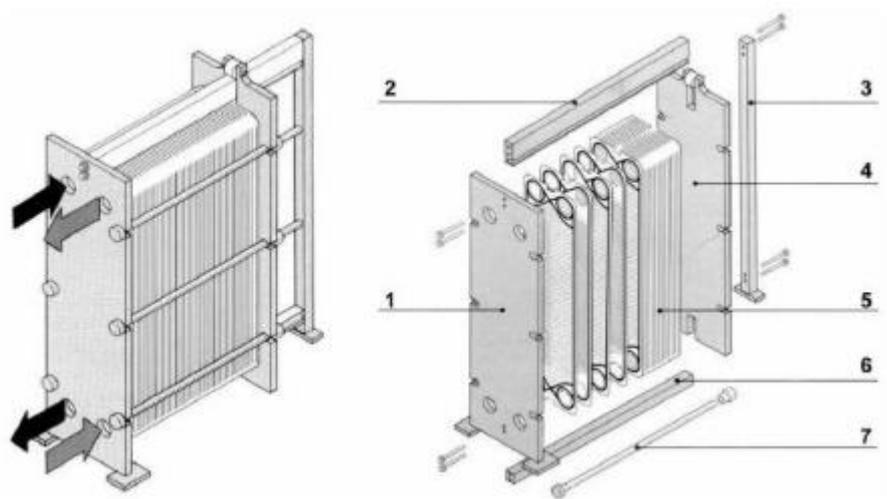
Нагрев продукции происходит за счет передачи тепловой энергии от горячей воды. Выполняется в климатическом исполнении. Является наиболее безопасным оборудованием по нагреву нефти, за счет способа нагрева. За счет конструкции легко разборный.

Теплообменник предназначен для нагрева частично обезвоженной нефтяной эмульсии, и поступающей с 1-ой ступени сепарации, с целью более эффективного и глубокого обезвоживания сырой нефти на следующих ступенях подготовки.

Таблица 8 – Параметры работы разборный пластинчатый теплообменник

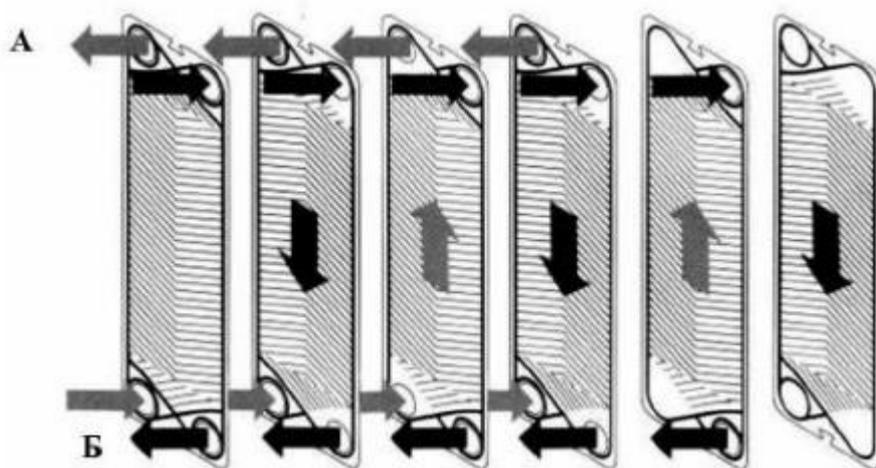
№ п/п	Наименование показателя	Ед. Изм.	Значение
1	Производительность нагреваемой среде	м ³ /ч т/ч	150,0-195,0 128,6-167,1
2	Температура нагреваемой среды на входе в теплообменник	°С	+7
3	Температура нагреваемой среды на выходе из теплообменника	°С	+30 - +45
4	Давление нагреваемой среды на входе в теплообменник (изб)	МПа	0,2-0,7
5	Давление нагреваемой среды на выходе из теплообменника (изб.), не менее	МПа	0,15
6	Максимальная обводненность нефти на входе в теплообменник, не более	% об	20
7	Максимальное газосодержание нефти на входе в теплообменник, не более	м ³ /т	10,5
8	Расход греющей среды	м ³ /ч	45,6-119,0
9	Давление греющей среды в подающем трубопроводе (P ₁)	МПа	0,43-0,54
10	Давление греющей среды в обратном трубопроводе (P ₂)	МПа	0,21-0,35
11	Температура греющей среды в отдающем трубопроводе (T ₁)	°С	+110
12	Температура греющей среды в обратном трубопроводе (T ₂)	°С	+70

Аппарат теплообменный РПТО состоит из рамы и пакета теплообменных пластин с прокладками, размещенными внутри рамы (рисунок 17)



1 – Плита неподвижная; 2 – Направляющая верхняя; 3 – Стойка задняя; 4 – Плита прижимная; 5 – Пакет пластин с прокладками; 6. Направляющая нижняя; 7 – Шпильки
 Рисунок 17 – Разборный пластинчатый теплообменник

Рама состоит из неподвижной плиты, в которой выполнены отверстия для подвода и отвода сред. Неподвижная плита соединена при помощи верхней и нижней направляющих с прижимной плитой и задней стойкой. Пакет пластин с 50 прокладками размещен между неподвижной и прижимной плитами и обжат при помощи стяжных шпилек. Каждая вторая пластина в пакете повернута по отношению к предыдущей на 180°. Это означает, что на каждый второй вход в канал между пластинами имеет двойное уплотнение. Пакет пластин с прокладками образует ряд параллельных каналов (пространство между парой пластин), в которых протекают (в режиме противотока) среды, участвующие в теплообмене. Каналы для водонефтяной эмульсии располагаются через один, чередуясь с каналами для теплоносителя (рисунок 18).



А, Б – обозначение разных сред, участвующих в теплообмене

Рисунок 18 - Размещение пластин в теплообменной камере

Схема течения сред организована таким образом, что две среды, участвующие в процессе теплообмена, движутся в разные стороны одной пластины. Пластины теплообменника одинаковы по конструкции. Они устанавливаются одна над другой с поворотом на 180° . Такая компоновка образует теплообменный пакет с четырьмя коллекторами для подвода и отвода сред. Первая и последняя пластины не участвуют в процессе теплообмена, последняя пластина выполнена без отверстий. Прокладки, расположенные на пластине и закрепленные на ней при помощи клея или механической самофиксации, после стяжки пакета гарантируют эффективное уплотнение между внутренними полостями теплообменника и атмосферой. Уплотнение отверстий (портов) на неподвижной плите осуществляется либо специальными кольцами, устанавливающимися между первой пластиной и неподвижной плитой, либо специальной прокладкой первой пластины. Левая пластина изготовлена так, что при взгляде на пластину со стороны прокладки левые отверстия портов открыты для прохода среды, а правые отверстия портов закрыты элементами прокладки. Правая пластина, это левая пластина, развернутая на 180° , при взгляде на пластину со стороны прокладки правые отверстия портов открыты для прохода среды, а левые отверстия портов закрыты элементами прокладки. Конструкция теплообменника исключает

эмульсия из теплообменника РПТО через электроприводную арматуру 2эт поступает в существующий трубопровод нефти от печей ПТБ–5 к отстойникам ОГ–200. В качестве теплоносителя в теплообменнике используется горячая вода из существующих тепловых сетей от газотурбинной электростанции (ГТЭС), с параметрами плюс 90 – 60 °С (в переходный период) и с параметрами плюс 110 – 70 °С при температуре воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92. Горячая вода из тепловых сетей через арматуру, фильтр сетчатый, проходит расходомер, поступает в РПТО, где нагревает водонефтяную эмульсию. Далее вода проходит арматуру, фильтр сетчатый, регулятор расхода, сигнализатор концентрации нефти в воде, расходомер поступает в обратный трубопровод магистральных тепловых сетей. Для контроля за проникновением нефтепродуктов в сетевую воду на обратном трубопроводе тепловых сетей установлен сигнализатор концентрации нефти в воде [4].

2.3 Выбор оборудования установки подготовки нефти на месторождении X Западной Сибири

На установке подготовки нефти установлена ПТБ-5 характеристика данной печи в таблице 7. Перевооружаем на РПТО характеристика (таблица 7). Потребление газа при работе ПТБ–5 и РПТО Работа печи ПТБ–5 связана с сжиганием газа для подогрева водонефтяной эмульсии. По паспорту нам известно, что в час сжигается 320 м³/ч. Соответственно, мы можем рассчитать сколько сжигается газа за год. Так как в течение рабочего года проводятся ТО, остановки по наработки, возьмем расчет за 300 суток по следующей формуле(4)

$$N*Q=m^3 \quad (4)$$

N- количество число за год; Q- расход газа за час; m³-расход газа за год

$$300*24*320= 2\,304\,000$$

Это существенно увеличит экономический эффект – экономия электроэнергии: для стабильной и правильной работы помимо оборудования КИПиА и запорное – регулирующей арматуры, из этого можно сделать вывод

что экономия составит 100% в год. ПТБ–5 требуется постоянная работа вентилятора, который подает воздух в камеру сгорания и затрачивает большое количество электроэнергии. Для работы РПТО затраты электроэнергии минимальные. Энергия требуется для работы приборов КИПиА и запорно–регулирующую арматуру. Экология: важный аспект для нефтяных компаний, так как из–за сжигания газа наносится ущерб для экологии, что неблагоприятно влияет на окружающую среду и, в частности, на здоровье работающего персонала. Взрывопожароопасность: работа ПТБ–5 предполагает принудительное сжигание газа, что делает оборудование взрывопожароопасным. Для работы РПТО напротив используется горячая вода, что является наиболее безопасным методом нагрева водонефтяной эмульсии. Все эти факторы позволяют считать замену ПТБ–5 на РПТО выгодной. И включение в систему сбора и подготовки нефти на УПН.[16]

Принцип работы РПТО связана с нагреванием водонефтяной эмульсии горячей водой, соответственно потребления газа совсем не требуется. Из этого можно сделать вывод, что экономия составит 100% в год. Такие данные показывают реальную эффективность работы РПТО, которые отразятся не только на экономии денежных средств, но и принесут благоприятное влияние на экологию.

Так как для нагрева продукции в РПТО используется горячая вода, в то время как печь ПТБ–5 сжигает млн. куб. метров газа для подогрева жидкости в год.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Аникин Антон Николаевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение Школа	Отделение нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1.Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Работа с информацией, представленной на сайтах производителя, инструкциях по оборудованию, аналитических материалах, нормативно – правовых документах
2.Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3.Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	- Расчет расходов на содержание и эксплуатацию оборудования ПТБ-5 и цеховых расходов - Окупаемость проекта по модернизации блока нагрева
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	- Стоимость реализации проектных решений на месторождении.
3.Определение ресурсной (ресурсосберегающие), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	- Потребление газа при работе ПТБ-5 и РПТО - Экономическая выгода от модернизации, связанная с экономией газа - Экономия электроэнергии - Расчет годового фонда заработной платы Расчет годового фонда заработной платы для ИТР
Перечень графического материала	
1. Расчетные формулы	
2. Таблицы.	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Маланина Вероника Анатольевна	к.э.н доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Аникин Антон Николаевич		

3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Цель: обосновать и доказать выгоду замены печи ПТБ–5 на теплообменник РПТО; доказать эффективность проекта.

Задачи:

- рассчитать экономическую эффективность от проекта по модернизации блока нагрева продукции;
- срок окупаемости проекта после внедрения в систему подготовки нефти.

К внедрению пластинчатых теплообменников во всем мире пришли в результате сравнения типов теплообменных аппаратов. Среди теплообменников всех типов пластинчатые теплообменники обладают самой высокой теплообменной способностью. Это далеко не единственное их достоинство над другими типами теплообменных аппаратов. К достоинствам так же можно отнести:

- тепловой обмен проходит наиболее интенсивно, загрязнение теплообменных поверхностей минимально;
- пластинчатые теплообменники очень компактны и не требуют специального фундамента для установки;
- прост в обслуживании;
- объем воды небольшой, поэтому регулирование осуществляется быстро;
- теплообменники могут быть подобраны по мощности, а в последствии их мощность можно легко изменить;
- исключено смешение сред;
- стоимость пластинчатого теплообменника ниже, чем кожух отрубного.

На экономический же эффект влияют такие показатели как: большой коэффициент теплоотдачи, увеличение срока службы, отсутствие в необходимости теплоизоляции.

3.1 Расчет расходов на содержание и эксплуатацию оборудования

ПТБ–5 и цеховых расходов

Печь ПТБ–5 является основным оборудованием блока нагрева жидкости на УПН. Работы этого оборудования очень важны для производства. Благодаря нагреванию жидкости с добавлением деэмульгатора происходит наилучшее отделение воды от нефти. В таблице 9 приведены основные расходы на содержание и эксплуатацию оборудования ПТБ –5.

Таблица 9 – Основные расходы на содержание и эксплуатацию ПТБ-5

№ п/п	Показатель	Един. Измер.	Пояснение	Расчет	Результат
1	Расходы на обслуживание КИПиА	Тыс. руб/год			50
2	Материалы на обслуживание	Тыс. руб/год			12
3	Капитальный ремонт печи	Тыс.руб			5100
4	Расходы на обслуживание электрооборудования	Тыс.руб/год			30
5	Электроэнергия, потребляемая печью ПТБ-5 на УПН				
6	Количество потребленной мощности вентилятора	кВт*ч			77
7	Количество потребленной мощности электродвигателем вентилятора за год	Тыс.кВт		77кВт х ч х 30дн х 24ч	554
8	Стоимость электроэнергии	Копю/кВт х ч			118

Таблица 10 – Годовые затраты до внедрения мероприятия по замене ПТБ-5

№ п/п	Показатель	Един измер	Пояснение	Расчет	Результат
1	Расходы на обслуживание и замену печи	Тыс.руб	Затраты на обслуживание печи ПТБ-5		5192
2	Расходы на электроэнергию	Тыс.руб	Электроэнергия, потребляемая электродвигателем вентилятора на ПТБ-5	117,83коп х 554КВт	653
3	Цеховые расходы	Тыс.руб	20% затрат цеха		1169
Итого затраты до внедрения мероприятия					7014

Отсюда можно сделать вывод, что работа ПТБ–5 экономически важный узел для модернизации. В последующих расчетах докажем, что имеет смысл установить РПТО по многим аспектам. На данный момент мы видим, что затраты составляют 70,14 млн.руб в год.

Цена обслуживания каждого оборудования влияет на цену 1 подготовленной тонны нефти. Поэтому организации стремятся сократить расходы на работу и обслуживания нефтепромыслового оборудования.

Стоимость реализации проектных решений на месторождении

Проект по модернизации блока нагрева жидкости на УПН является экономически значимым.

В таблице 11, приведенной ниже, приведены расчеты на модернизацию блока нагрева жидкости, а также рассчитаны все материалы, работы по монтажу и оплата работников.

Таблицы 11 – расчеты на модернизацию блока нагрева жидкости

№ п/п	Показатель	Ежин. Измер.	Пояснение	Расчет	Результат
1	ПИР	Тыс.руб.			450
2	Затраты на закуп теплообменников + тробопровода	Тыс.руб.	Стоимость пластинчатого теплообменника	989.6 руб/шт х шт	2969
3	Стоимость трубы Ду 150	Тыс.руб.	Стоимость монтажа=30% от	986,6х30%х3+600	1491

			стоимости теплообменника		
4	Стоимость трубы Ду 150	Тыс.руб.	Требуется 1500м., 1м = 29,8 кг, стоимость 43,0 руб/кг	1500м x 29.8 кг x 43 руб/ кг	1922
5	Стоимость отводов 90 159x10-09Г2С ГОСТ 17375 – 2001 Ду 150x150	Тыс.руб.	Требуется 50 шт, стоимость 1 отвода 200 руб	2000 руб x 50 шт	100
6	Стоимость отводов 90 159x10-09Г2С ГОСТ 17375-201 Ду150x150	Тыс.руб.	Требуется 20 шт, стоимость 3800 руб.	3800 руб x 20 шт	76
7	Транспортно-заготовительные расходы	%			10
8	Цеховой расход	%			20
Разовые затраты на внедрение мероприятия					
9	ПИР	Тыс.руб			450
10	Затраты на приобретение ТМЦ + доставка	Тыс.руб		(1979,2 + 350 + 56 + 15,2) тыс. руб. *26%	5574
11	Затраты на работы по монтажу теплообменников и трубной обвязки	Тыс.руб			1491
12	Расходы на оплату труда курирующего персонала	Тыс.руб	2% затрат от з/плат цеха	8 434,243 тыс. руб. x 2 %	169
Итого затраты на проведение мероприятия					7683

Из результатов мы видим, что установка совершенно нового оборудования РПТО равна 76,8 млн. руб. Что почти равно затратам на обслуживания старого оборудования печи ПТБ –5. Из этого можно сделать вывод, что окупаемость будет высокая. В расчетах ниже приведены доказательства этого.

3.3 Окупаемость проекта по модернизации блока нагрева

В таблице 12 представлено сравнение затрат до внедрения проекта модернизации и после.

Таблица 12 – Расчет затрат до внедрения проекта и после

№ п/п	Показатель	Един. измерения	Пояснение	Результат
1	Расходы на обслуживание и замену печи	Тыс. руб.	Затраты на обслуживание печи ПТБ–10	5192
2	Расходы на электроэнергию	Тыс. руб.	Электроэнергия, потребляемая электродвигателем вентилятора на ПТБ–10	53
3	Цеховые расходы	Тыс. руб.	20% затрат цеха	1 169
Итого затраты до внедрения мероприятия				7014
Разовые затраты на внедрение мероприятия				
4	ПИР	Тыс. руб.		450
5	Затраты на приобретение ТМЦ + доставка	Тыс. руб.		5574
6	Затраты на работы по монтажу теплообменников и трубной обвязки	Тыс. руб.		1491
7	Расходы на оплату труда курирующего персонала	Тыс. руб.	2% затрат от з/п цеха	169
Итого затраты на проведение мероприятия				7683
Окупаемость проекта		Мес.		13
Экономический эффект		Тыс. руб.	Затраты до внедрения Затраты после внедрения	7014 7683

Сравнив затраты проекта модернизации до внедрения 70,1 тыс. руб. и после внедрения 76,8 тыс. руб. можем сделать вывод, что экономический эффект проекта высокий.

Поделив годовую сумму затрат работы ПТБ–5 на 12 месяцев найдем затраты для работы за 1 месяц.

Из этих расчетов смог найти окупаемость проекта по модернизации. Разделив сумму на внедрение проекта на затраты при работе ПТБ–5 за 1 месяц. Окупаемость проекта составила 13 месяцев, не учитывая экономию электроэнергии и экономию газа во время работы самого оборудования.

3.4 Потребление газа при работе ПТБ–5 и РПТО

Работа печи ПТБ–5 связана со сжиганием газа для подогрева водонефтяной эмульсии. По паспорту нам известно, что в час сжигается 172,2 м³/ч. Соответственно, мы можем рассчитать, сколько сжигается газа за год. Так как в течение рабочего года проводятся ТО, остановки по наработке, возьмем расчет за 300 суток по следующей формуле (4)

$$N \cdot Q = m^3 \quad (4)$$

N- количество число за год; Q- расход газа за час; m³-расход газа за год

$$300 \cdot 24 \cdot 320 = 2\,304\,000$$

Принцип работы РПТО связан с нагреванием водонефтяной эмульсии горячей водой, соответственно потребления газа совсем не требуется. Из этого можно сделать вывод, что экономия составит 100% в год. Такие данные показывают реальную эффективность работы РПТО, которые отразятся не только на экономии денежных средств, но и принесут благоприятное влияние на экологию.

3.5 Экономическая выгода от модернизации, связанная с экономией газа

Из вывода выше мы знаем, что сжигания газа на установке РПТО не требуется. А это экономия в 1238400 м³/год.

Зная цену 1 м³ газа равную 550 рублям, можем рассчитать экономию в денежном эквиваленте:

$$3\,123\,840 \text{ м}^3/\text{год} \times 550 = 6\,811\,200 \text{ рублей год} \quad (5)$$

Из расчетов мы видим, что экономия для нефтяной отрасли колоссальная. Поэтому установка РПТО несет очень высокий экономический эффект из-за экономии потребления газа, который в последствии можно продать потребителям, находящимся на месторождении и экономии для собственных нужд.

3.6 Экономия электроэнергии

Так же, согласно паспортным данным ПТБ-5 потребляет большое количество электроэнергии. Данные приведены ниже в таблице 14.

Таблица 13 – Электроэнергия, потребляемая печью ПТБ–5 на УПН

№ пп	Показатель	Един. измер.	Пояснение	Расчет	Един. измер.
1	Потребляемая мощность вентилятора	кВт*ч	По паспорту		77
2	Количество потребленной мощности электродвигателем вентилятора за год	тыс.кВт	Эксплуатируется круглосуточно 300 дн в году	77кВт*24ч *300дн	554
3	Стоимость электроэнергии	коп. /кВт*ч	Ставка за энергию		117,83
4	Расходы на электроэнергию	тыс.руб.	Электроэнергия, потребляемая электродвигателем вентилятора на ПТБ–10	117,83коп. * 554кВт	65,3

Расходы на работу можем рассчитать, зная цену за 1кВт и количество потребляемой мощности в год:

$$118 \text{ рублей} \times 554 \text{ кВт} = 65324952 \text{ рублей} \quad (6)$$

Зная характеристики РПТО, можем рассчитать экономию электроэнергии. РПТО потребляет на 188 кВт меньше, чем ПТБ–5.

$$188 \text{ кВт} \times 118 = 22184 \text{ рублей} / \text{год} \quad (7)$$

Из этого расчета мы видим еще один положительный эффект от модернизации блока нагрева.

3.7 Расчет годового фонда заработной платы до внедрения

Расчет производили для оператора УПН при часовой тарифной ставке составляет $t \text{ час} = 82 \text{ руб.}$

Оплату по тарифу. От, тыс. руб., определяли согласно по формуле:

$$O = t_{\text{час}} T_{\text{см}} T_{\text{эф}} Ч_{\text{сп}} \quad (8)$$

где t час – часовая тарифная ставка аппаратчика, тыс. руб.;

$T_{см}$ – продолжительность рабочей смены, часы;

$T_{эф}$ – эффективный фонд рабочего времени аппаратчика, дни;

$Ч_{сп}$ – списочная численность аппаратчиков, чел.

$$O_{т} = 82 * 12 * 15 * 16 = 236,2 \text{ тыс.руб.} \quad (9)$$

Премию за 100% выполнение установленного задания. $O_{п}$, тыс. руб., определяли согласно формуле:

$$O_{пр} = t_{час} \times T_{см} \times n_{пр} \times Ч_{сут} \quad (10)$$

где $K_{п}$ – коэффициент премирования за 100% выполнение установленного задания, %.

Коэффициент премирования $K_{п}$, %, приняли $K_{п} = 50\%$

$$O_{п} = \frac{236,2 * 50}{100} = 118,25 \text{ тыс.руб} \quad (11)$$

Доплату за работу в праздничные дни $O_{пр}$, тыс. руб., определяли по формуле:

$$O_{пр} = t_{час} \times T_{см} \times n_{пр} \times Ч_{сут} \quad (12)$$

где $n_{пр}$ – число праздничных дней в году, дни

$Ч_{сут}$ – явочная численность в сутки, чел.

$$O_{пр} = 164 * 12 * 13 * 16 = 409,3 \text{ тыс.руб} \quad (13)$$

Доплату за работу в ночное время $O_{н}$, тыс. руб., определил по формуле

$$O_{н} = \frac{O_{т} * 0,5}{3} \quad (14)$$

где 0,5 – коэффициент доплаты за каждый час работы.

$$O_{н} = \frac{236,2 * 0,5}{3} = 39,4 \text{ тыс.руб} \quad (15)$$

Доплату за работу в вечернее время $O_{н}$, тыс. руб., определяли по формуле:

$$O_{н} = \frac{O_{т} * 0,2}{3} \quad (16)$$

где 0,2 – коэффициент доплаты за каждый час работы.

$$O_{н} = \frac{236,2 * 0,2}{3} = 15,7 \text{ тыс руб} \quad (17)$$

Доплату за вредные условия труда $O_{вр}$, тыс. руб., определяли согласно по формуле:

$$O_{н} = \frac{O_{т} * K_{вр}}{100} \quad (18)$$

где $K_{вр}$ – коэффициент доплаты за вредные условия труда, %.

Коэффициент доплаты за вредные условия труда $K_{вр}$, %, приняли за $K_{вр} = 8\%$

Итого, основной фонд зарплаты равен:

$$Z_{осн} = 236,2 + 118,25 + 409,3 + 39,4 + 15,7 + 18,9 = 837,8 \text{ тыс.руб} \quad (19)$$

Оплату отпуска $O_{отп}$, тыс. руб., оплату за выполнение общественных и государственных обязанностей $O_{об}$, тыс. руб., ученического отпуска, $O_{уч}$, тыс. руб., определяли согласно по формулам:

$$O_{отп} = (Z_{осн} / T_{эф}) \cdot потп, \quad (20)$$

$$O_{об} = (Z_{осн} / T_{эф}) \cdot поб, \quad (21)$$

$$O_{уч} = (Z_{осн} / T_{эф}) \cdot пуч \quad (22)$$

где $потп$, $поб$, $пуч$ – соответственно продолжительность отпуска, выполнение общественных и государственных обязанностей, ученического отпуска:

$$O_{отп} = (837,8 / 150) \cdot 51 = 284,8 \text{ тыс. Руб}, \quad (23)$$

$$O_{об} = (837,8 / 150) \cdot 1 = 5,585 \text{ тыс.руб.}, \quad (24)$$

$$O_{уч} = (837,8 / 150) \cdot 56 = 312,8 \text{ тыс.руб.} \quad (25)$$

Итого, дополнительный фонд зарплаты равен:

$$Z_{доп} = 284,8 + 5,59 + 312,8 = 603,19 \text{ тыс. руб.} \quad (26)$$

Общий фонд зарплаты $Z_{общ}$, тыс. руб., определяли согласно по формуле:

$$Z_{общ} = Z_{осн} + Z_{доп} \quad (27)$$

где $Z_{осн}$ и $Z_{доп}$ – соответственно основной и дополнительный фонд зарплаты равен:

$$Z_{общ} = 837,8 + 603,19 = 1441 \text{ тыс.руб.} \quad (28)$$

Доплату за районные условия $Z_{р.к}$, тыс. руб., определяли по формуле:

$$Z_{р.к} = 0,5 * Z_{общ} \quad (29)$$

где 0,5 – 50% районный коэффициент.

$$Z_{р.к} = 0,5 * 1441 = 720,5 \text{ тыс.руб.} \quad (30)$$

Годовой фонд зарплаты $Z_{г}$, тыс. руб., определяли согласно по формуле:

$$Z_{г} = Z_{общ} + Z_{р.к}, \quad (31)$$

$$Z_{г} = 1441 + 720,5 = 2161,5 \text{ тыс.руб.} \quad (32)$$

Из расчетов мы видим, что для выплаты рабочему персоналу на УПН требуются большие затраты. Экономия на модернизации установки по нагреву продукции способствует увеличению прибыли, так как сэкономленные деньги можно будет использовать для выплаты заработной платы персоналу.

3.8 Расчет годового фонда заработной платы для ИТР

Расчет произвели для мастера УПН. Месячный оклад O_m , тыс. руб., приняли $O_m = 23,8$ тыс. руб.

Оплату по тарифу. O_t , тыс. руб., определяли согласно по формуле:

$$O_t = O_m * Ч_{сп} \quad (33)$$

где $Ч_{сп}$ – списочная численность, чел.

$$O_t = 23,8 * 2 = 47,6 \text{ тыс. руб.} \quad (34)$$

Премию за 100% выполнение установленного задания. O_p , тыс. руб., определяли согласно по формуле:

$$O_p = \frac{O_t * K_p}{100} \quad (35)$$

где K_p – коэффициент премирования за 100 % выполнение установочного задания, 40 %.

$$O_p = \frac{47,6 * 40}{100} = 19,04 \text{ тыс. руб.} \quad (36)$$

Коэффициент доплаты за вредные условия труда $K_{вр}$, %, приняли

$$K_{вр} = 4 \%$$

$$O_p = \frac{47,6 * 4}{100} = 1,904 \text{ тыс. руб.} \quad (37)$$

Итого, основной фонд зарплаты начальника отделения

$$Z_{осн} = 47,6 + 19,04 + 1,904 = 68,54 \text{ тыс. руб.} \quad (38)$$

Дополнительный фонд зарплаты $Z_{доп}$, тыс. руб., определяли по формуле:

$$Z_{доп} = O_m * Ч_{сп} * K' \quad (39)$$

где K' – коэффициент, учитывающий отпускные.

$$Z_{доп} = 47,6 * 2 * 0,8 = 76,16 \text{ тыс. руб.} \quad (40)$$

Итого, общий фонд зарплаты мастера УПН равен:

$$Z_{\text{общ}} = 68,54 + 73,62 = 144,7 \text{ тыс. руб.} \quad (41)$$

Доплату за районные условия $Z_{\text{рк}}$, тыс. руб., определяли по формуле:

$$Z_{\text{рк}} = 0,5 * Z_{\text{общ}} \quad (42)$$

$$Z_{\text{рк}} = 0,5 * 144,7 = 72,35 \text{ тыс. руб.} \quad (43)$$

Итого, годовой фонд зарплаты начальника отделения равен

$$Z_{\text{г}} = 144,7 + 72,35 = 217,05 \text{ тыс. руб.} \quad (44)$$

Вывод по разделу финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: проведя анализ всех расчетов дипломного проекта можно сказать с уверенностью, что модернизация теплового узла УПН будет выгодным проектом с высокой окупаемостью по ряду причин:

1. В связи с принципом работы РПТО первым экономически положительным эффектом будет отсутствие необходимости сжигать газ для подогрева водонефтяной эмульсии. В сравнение с принципом работы ПТБ 10. Экономия получается 100%, а это 68112000 рублей/год.

2. Главным источником затраты электроэнергии в ПТБ–5 является вентилятор, который на протяжении всего процесса работы печи подает воздух для поддержания пламени. Из расчетов мы видим, что экономия на этом принесет так же высокий положительный эффект. Для работы РПТО не требуется работа дополнительного оборудования с большим потреблением электроэнергии.

3. Взяв в расчет все эти факторы можно с уверенностью сказать, что при замене ПТБ – 5 на РПТО мы получим высокую экономию. А так как для установки РПТО по расчетам требуется почти такая же сумма вложений, как и на обслуживание и работу ПТБ–5 окупаемость проекта составит 13 месяцев.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б8Г2		Аникин Антон Николаевич	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Описание рабочего места (рабочей зоны технологического процесса, механического оборудования)	Объектом исследования является УПН нефтегазового месторождения. Оборудование – печь Птб-5 располагается на специально оборудованной технологической площадке.
Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	ГОСТ 12.03.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123-ФЗ, технический регламент о требованиях пожарной безопасности
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Анализ потенциально вредных факторов проектируемой производственной среды	Анализ вредных факторов рабочей зоны: – Общая система производственного освещения. – Шум от работы вентилятора печи ПТБ–5. – Вибрация от работы печи ПТБ–5. – Электромагнитные поля от работы печи ПТБ–5.
2. Анализ потенциально опасных факторов проектируемой произведённой среды. Охрана окружающей среды	Анализ опасных факторов рабочей зоны: – Превышение температуры частей рабочего оборудования. – Электробезопасность. – Механические опасности Охрана окружающей среды
Защита в чрезвычайных ситуациях	Защита в чрезвычайных ситуациях – Возможные аварийные ситуации и правила остановки производственного объекта – Общие требования пожарной безопасности на объектах нефтедобычи – Основные мероприятия по обеспечению безопасного ведения технологического процесса и защита организма работающих.

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности и социальной защиты работников на предприятии	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности и социальной защиты работников на предприятии
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Аникин Антон Николаевич		

4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Объектом исследования является УПН месторождения Западной Сибири, в частности, узел нагревания водонефтяной эмульсии и его модернизации.

Цель исследования – эффективность подготовки нефти на месторождениях Западной Сибири, в результате модернизации печей.

В процессе исследования были рассмотрены общие сведения, и краткая характеристика используемое оборудование на УПН и проанализировано, усовершенствование печей подогревателей и эффективного деэмульгатора.

В технико–технологической части разобрано используемое оборудование на УПН, используемая печь для нагрева водонефтяной эмульсии. Анализ модернизации теплового узла на более усовершенствованный, в ходе исследований, выявил наиболее эффективный, в связи с этим доказана экономическая эффективность. В том числе, рассмотрена социальная ответственность при работах, связанных с подготовкой нефти.

4.1. Анализ вредных факторов рабочей зоны

УПН принадлежит к категории взрывопожароопасных производств. При несоблюдении правил техники безопасности, правил безопасной эксплуатации оборудования, параметров технологического режима, не исключена ситуация, которая может привести к аварии и травмам.

Нефть является основным сырьем и продуктом установки. Она относится к категории легковоспламеняющихся жидкостей и состоит из смеси углеводородов.

Из–за, довольно, высокого содержания легких газовых фракций, особенно в сырой нефти, и способности их стремительного выделения в атмосферу, допустимо образование взрывопожароопасных – это немаловажно, так как простое горение появляется и развивается только в газовой фазе, и непосредственно к данной фазе относятся показатели

пожарной опасности нефтепродуктов. С целью практического применения пределы воспламенения могут быть приняты равными: нижний – 2 % об. или 40 г/м³, верхний – 10% об. или 200 г/м³. Нефть при горении имеет способность прогреваться в глубину и образовывать всевозрастающий гомотермический слой. Дезэмульгаторы, которые применяются на установке, считаются пожароопасными и ядовитыми веществами.

Газы, выделившиеся в процессе подготовки нефти, считаются горючими и способны при утечках образовывать с воздухом взрывоопасные смеси.

При несоблюдении правил обслуживания механизмов, которые имеют вращающиеся и движущиеся части, возможны механические травмы. При нарушении исправности электрического оборудования электросетей, а кроме того, при невыполнении правил электробезопасности не исключена возможность поражения электрическим током. Разрушение емкостей, арматуры и трубных коммуникаций может произойти в результате воздействия на них коррозии металла.

4.1.1. Общая система производственного освещения

Для освещения производственных помещений и рабочих поверхностей пользуются естественным и искусственным светом. В зависимости от особенностей технологического и трудового процесса для рационального освещения применяются следующие основные системы: общее, местное и комбинированное.

Общее освещение достигается: равномерным размещением светильников одного типа и одинаковой мощности по всему помещению; локализованным размещением светильников соответственно расположению рабочих участков, рабочих поверхностей.

При решении вопроса о выборе системы освещения для того или иного производственного помещения следует, опираясь на гигиенические и

производственное–экономические данные, наметить наиболее эффективные источники света из числа выпускаемых и подготовленных к выпуску нашей промышленностью.

Таблица 15 – Системы освещения для производственного помещения

Общее освещение	Комбинированное освещение
В цехах, где рабочей поверхностью может служить любой участок пола цеха (литейные, сборочные цехи, склады и пр.)	На рабочих поверхностях, требующих по точности процесса освещенности более 500 лк (качество темной ткани, гравирование, браковка мелких деталей и пр.), особенно когда объекты различения рельефны
В цехах, где проводится общее наблюдение за машинами, если работа не требует различения особо мелких деталей	На рабочих поверхностях, занимающих очень небольшую часть общей площади пола цеха (браковка, слесарные тиски)
В тех случаях, когда местное освещение неприемлемо из–за производственных или экономических соображений (крупные ударные молоты, деревообделочные верстаки и пр.)	На рабочих поверхностях, где общее освещение, как правило, создает тени (штампы, станки механической обработки металла, ткацкие станки, швейные машины и пр.).
В цехах, где основное оборудование имеет длинные рабочие поверхности (прядельно–отделочное производство)	На рабочих поверхностях, расположенных вертикально или наклонно, если производственный процесс требует сравнительно высокой освещенности (обмоточные машины, щиты приборов контроля и автоматики и пр.).

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

Измерение освещенности внутри помещений проводится при вводе сети освещения в эксплуатацию в соответствии с нормами освещенности, а также при изменении функционального назначения помещений.

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

4.1.2. Шум от работы вентилятора печи ПТБ–5

Многие производственные процессы, такие как работа насосных агрегатов, вентиляции помещения, работа вентиляторов сопровождаются значительным уровнем шума, которые являются причиной отрицательного действия не только на органы слуха, но и на нервную систему человека.

Таблица 16 – Предельно допустимые уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности дБА

	Категория тяжести трудового процесса				
	легкая физическая нагрузка	средняя физическая нагрузка	тяжелый труд 1 степени	тяжелый труд 2 степени	тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	60	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-

Допустимый уровень шума на рабочем месте не должен превышать 80 дБА.

На расстоянии 100 м от вентилятора печи ПТБ–10 (точечного источника шума) показания шумомера на шумовой характеристике "S – медленно" составляют 60 дБА.

Поскольку источник шума точечный, то излучаемую им звуковую волну можно считать сферической. В этом случае интенсивность звука на

расстоянии R1 относится к интенсивности звука на расстоянии R2 обратно пропорционально площадям соответствующих сфер, т.е.

$$\frac{I_{10}}{I_{100}} = \frac{R_{100}}{R_{10}} = 100$$

Следовательно, уровень шума на расстоянии 10 м будет выше, чем на расстоянии 100 м, на

$$DL = 10 \lg (100) = 20 \text{ дБА}$$

и составит

$$L_{10} = 60 + 20 + 80 \text{ дБА}$$

Поскольку максимальный уровень постоянного шума, который в данном случае измерен шумомером, на рабочих местах не должен превышать 80 дБА при измерении на шумовой характеристике "S–медленно", то находиться на расстоянии 10 метров в средствах индивидуальной защиты можно.

Мероприятия по устранению этих вредных факторов, является применение СИЗ для органов слуха, такие как наушники.

При использовании наушников высокочастотный шум снижается на 12 – 15 дБА, при этом звук воспринимается органом слуха мягче, разборчивость речи сохраняется.

Ношение наушников должно быть периодическим: на период 30 – 40 минут с последующим перерывом в течение того же времени.

4.1.3. Вибрация от работы печи ПТБ–5

Как и другие производственные факторы, которые представляют потенциальную опасность для людей, работающих под их влиянием, допустимый уровень вибрации на производстве в нашей стране регулируется законодательно. В частности, основным нормативно–правовым актом, устанавливающим ключевые нормативы в этой сфере, являются санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.566–96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий». Этот документ выделяет несколько оснований для классификации типов вибрации.

Таблица 17– Классификации основных типов вибрации.

По типу передачи	По источнику	По направленности импульса	По ширине спектра	По составу действующих частот	По продолжительности действия
Общая, через тело при сидении или стоянии	Локальная, от механического инструмента с ручным использованием	Локальная по осям	Узкополосная	Низкие частоты (1–4 Гц для общих, 8–16 Гц для локальных колебаний)	Постоянная
	Локальная, от немеханического инструмента с ручным использованием			Средние частоты (8–16 Гц для общих, 31,5–63 Гц для локальных колебаний)	
	I категории, транспортная при передвижении	Общая по осям	Широкополосная	Высокие частоты (31,5–63 Гц для общих, 125–1000 Гц для локальных колебаний)	Временная
Локальная, через руки, прикасающаяся к источнику	II категории, транспортно–технологическая при работе с передвижением				
III категории, технологическая при работе с оборудованием					
Общая в жилых зданиях от внешней среды					
Общая в жилых зданиях от внутренних сетей и оборудования					

Статья 27 Федерального закона от 30.03.1999 г. № 52–ФЗ «О санитарно–эпидемиологическом благополучии населения» требует, чтобы процесс осуществления трудовой деятельности, в ходе которого сотрудник подвергается воздействию вибрации, не оказывал вредного влияния на его здоровье. Это означает, что работодателю необходимо принять все возможные меры для недопущения такого влияния.

При работе печи ПТБ–5 происходит сильная вибрация от работы вентилятора. Для предотвращения последствий вибрации запрещено находиться рядом с работающим вентилятором. Вентилятор огорожен

защитным ограждением высотой не менее 1,5 метра. Запуск производится оператором из блока управления, находящегося в отдаленности не менее 20 метров.

4.1.4. Электромагнитные поля от работы печи ПТБ–5

Настоящие санитарно–эпидемиологические правила и нормативы СанПиН 2.2.4.1329–03 "Требования по защите персонала от воздействия импульсных электромагнитных полей" устанавливают санитарно–эпидемиологические требования к физическим факторам неионизирующей природы (далее – физических факторов) на рабочих местах и источникам этих физических факторов, а также требования к организации контроля, методам измерения физических факторов на рабочих местах и мерам профилактики вредного воздействия физических факторов на здоровье работающих.

К работе с источниками ИЭМП допускается персонал, прошедший медицинский осмотр, обследование, освидетельствование и при необходимости военно–врачебную (медико–социальную) экспертизу на право работ с источниками ИЭМП, специальную подготовку, инструктаж на рабочем месте и сдавший зачеты на допуск к выполнению работ.

Лица, имеющие медицинские противопоказания, к работе с источниками ИЭМП не допускаются.

- удаление рабочего места на максимально возможное расстояние от источника ИЭМП;
- использование минимально необходимой для решения поставленных задач интенсивности излучения источника ИЭМП;
- организацию дистанционного управления аппаратурой;
- заземление металлических труб отопления, водоснабжения и т.д., а также вентиляционных устройств;
- экранирование отдельных блоков или всей излучающей аппаратуры;

– усиление экранирующих свойств ограждающих конструкций, путем покрытия стен, пола и потолка помещений, в которых размещены источники ИЭМП, радиопоглощающими материалами;

– экранирование рабочего места.

4.2. Анализ опасных факторов рабочей зоны

4.2.1. Превышение температуры частей рабочего оборудования

Многие производственные процессы, такие как работа насосных агрегатов, работа печей и теплообменников, пропарка нефтепромыслового оборудования с помощью паровых установок, сопровождается высокими температурами, которые являются причиной отрицательного действия на организм человека. Работа в таких условиях при нарушении техники безопасности может привести к травмам, а именно к ожогам различной степени.

При работе с высокими температурами обязательным является выполнение инструкции по тем или иным видам работы. До работ, связанных с обслуживанием печей и теплообменников, а также для работ связанных с пропаркой нефтепромыслового оборудования с помощью паровых установок:

– допускаются лица не моложе 18 лет;

– прошедшие обучение и получившие удостоверения с допуском до самостоятельной работы;

– знающие принцип работы оборудования и действия при аварийных ситуациях. Мероприятия по предотвращению этих вредных факторов, является применение СИЗ для защиты тела, такие как перчатки, каска, специальная рабочая одежда, очки.

4.2.3. Механические опасности

Механические опасности могут возникнуть у любого объекта, способного причинить человеку травму в результате неспровоцированного

контакта объекта или его частей с человеком. Риск подвергнуться такому контакту наблюдается при взаимодействии человека с объектом в трудовом процессе и при случайном прохождении человека в пределах действия объекта в опасной зоне оборудования.

Механические опасности на предприятиях представляют собой движущиеся машины и механизмы, незащищенные подвижные элементы оборудования, разрушающиеся конструкции, сосуды, работающие под давлением, острые кромки, заусенцы на поверхности заготовок, инструментов и оборудования, а также падение предметов с высоты.

Охрана окружающей среды достигается комплексом мероприятий, направленных на предотвращение утечек и сокращение потерь от испарения.

Комплекс мероприятий, направленных на уменьшение воздействия УПН на окружающую среду:

- герметичная схема подготовки нефти;
- оснащение технологического оборудования предохранительными устройствами со сбросом в специальные емкости с последующим возвращением жидких продуктов в технологический процесс;
- полная утилизация сточных вод, пластовых вод и дождевых стоков;
- использование факельных установок для сжигания аварийных выбросов газа;

К технологическим источникам, загрязняющих атмосферу УПН, относятся:

- выбросы при продувках оборудования и коммуникаций;
- «дыхание» емкостного и резервуарного оборудования;
- утечки через неплотность оборудования и фланцевые соединения.

Для своевременного обнаружения и ликвидации утечек необходим контроль состояния сварных швов, фланцевых соединений. Аварийные ситуации могут возникать не только от повреждения технологического оборудования, но и при переполнении резервуаров, емкостей. Весь технологический процесс УПН

контролируется приборами КИПиА. Предусмотрена предаварийная светозвуковая сигнализация максимально–допустимого уровня в резервуарах, емкостном оборудовании.

4.3. Охрана окружающей среды

4.3.1. Мероприятия, ограничивающие вредное воздействие процессов производства на окружающую среду

Для оценки выбросов в атмосферу пользуются значениями среднесуточной и максимальной разовой предельно допустимой концентрацией (ПДК), а также значением предельно допустимого выброса.

С целью охраны окружающей среды выполняются следующие технологические мероприятия, обеспечивающие минимальные выбросы вредных веществ в атмосферу:

- сброс газов от предохранительных клапанов оборудования производится в факельную систему;
- высота факела и дымовых труб печей выбраны с учетом нормативной тепловой нагрузки и рассеивания вредных веществ, при выбросе;

Для исключения попадания вредных веществ на почву предусмотрено:

- обвалование и ограждение бордюрным камнем площадок, где возможен разлив продукта;
- дренажные емкости;
- обвалование резервуарного парка.

4.4. Защита в чрезвычайных ситуациях

4.4.1. Возможные аварийные ситуации и правила остановки производственного объекта

Действия обслуживающего персонала при возникновении аварийной ситуации регламентируются «Планом мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий УПН».

В случае возникновения на объекте аварийной ситуации, обслуживающий персонал должен быть готов действовать согласно Плану мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий (ПМЛЛПА) УПН без ущерба для своего здоровья.

Главная задача при борьбе с пожарами – их ликвидация, которая достигается путем ограничения времени истечения и объема, вытекающего жидкости. Для ликвидации небольших возгораний персонал УПН до прибытия пожарной охраны должен использовать первичные средства пожаротушения. В качестве первичных средств пожаротушения используются: ручные огнетушители, полотна асбестовые, песок, пожарный инвентарь (лопаты, ведра). На каждой площадке установки подготовки нефти устанавливаются пожарные щиты, оснащенные первичными средствами пожаротушения, согласно правилам пожарной безопасности в Российской Федерации. Пожаротушение печи ПТБ–5 происходит передвижной пожарной техникой, а также автоматической системой пожаротушения и системой азототушения.

4.4.2. Общие требования пожарной безопасности на объектах нефтедобычи

Работники допускаются к работе на объекте только после прохождения обучения мерам пожарной безопасности. Обучение работников мерам пожарной безопасности осуществляется путём проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно – технического минимума:

- Вся территория производственных объектов должна постоянно содержаться в чистоте и порядке. Мусор и другие отходы должны убираться, места разлива горючих жидкостей должны засыпаться сухим песком;
- Запрещается курение на территории вахтового посёлка, в общежитиях, столовой, бане, на территории и в помещениях

взрывопожароопасных объектов. Курить только в отведенных местах для курения;

- Въезд на территорию объектов нефтедобычи техники допускается только по разрешению инженерно–технического работника, ответственного за этот объект. При этом автотранспорт, тракторы и другие агрегаты должны быть оборудованы глушителями с искрогасителями;

- Запрещается применять для освещения факелы, свечи, керосиновые фонари и другие источники открытого огня;

- Отогрев замерзшей аппаратуры, арматур, трубопроводов, задвижек разрешается горячей водой или паром;

- Нагревательные приборы, не оснащенные автоматикой, оставлять без присмотра запрещено;

- Автоцистерны, находящиеся под наливом и сливом горючих жидкостей, должны быть присоединены к заземляющему устройству. Проводник необходимо присоединять к корпусу автоцистерны при помощи болтов для обеспечения надежного контакта;

- По окончании работы ответственные за пожарную безопасность осматривают помещения, территорию. Закрывают на замок помещения, которые работают не в круглосуточном режиме.

В каждом здании должен устанавливаться оповещатель пожарный, работающий в комплексе с системой сигнализации. Это одно из технических средств пожарной сигнализации. Оно предназначается для оповещения людей о возникновении очага возгорания. В качестве сигнала может применяться свет, звук, речевое сообщение.

4.4.3. Основные мероприятия по обеспечению безопасного ведения технологического процесса и защита организма работающих

Для обеспечения безопасной работы требуется соблюдать следующие правила:

- к работе должны допускаться лица, имеющие специальную подготовку, определенную требованиями норм и правил квалификации;
- ведение технологического процесса осуществлять в строгом соответствии с требованиями технологического регламента;
- своевременно осуществлять ревизию и ремонт сооружений, оборудования и арматуры;
- во избежание возможности образования взрывоопасных концентраций паров нефти и газов, необходимо обеспечить герметичность трубопроводов и аппаратов;
- насосные должны иметь общеобменную вентиляцию, обеспечивающую чистоту воздуха;
- в насосных, на технологической площадке, площадке резервуарного парка должен быть осуществлен автоматический контроль до взрывоопасных концентраций обрабатываемых веществ;
- действия персонала при нормальной работе, пусках, остановках, аварийных ситуациях должны быть регламентированы соответствующими инструкциями;
- не допускать эксплуатацию оборудования без надежного заземления от статистического электричества, молнии защиты;
- движущиеся части оборудования должны иметь защитные кожухи и ограждения;
- не допускать разлива нефти и хим. реагентов;
- с целью предупреждения о виде опасности трубопроводы должны быть окрашены согласно методическому руководству по оформлению производственных объектов;
- ремонт и смазку движущихся механизмов производить только после остановки;

- не включать в работу механизмы, имеющие поврежденную изоляцию токоведущих частей. При нарушении изоляции немедленно обесточить механизм и вызвать электрика;

- работы в закрытых емкостях, резервуарах, колодцах, приемках должны производиться в шланговых противогазах и в непроницаемой для нефтепродуктов спецодежде. Поверх спецодежды иметь пояс с крестообразными лямками, к которому прикрепляется сигнально–спасательная веревка. У люка постоянно должно находиться не менее двух рабочих, имеющих при себе шланговые противогазы для оказания в случае необходимости помощи работающему в резервуаре;

- приступать к ремонту или очистке резервуара вручную можно только после полного спуска мертвого остатка нефти, промывки и пропарки резервуара, отсоединения всех трубопроводов и открытия всех отверстий (лазов, люков), проведения анализа воздушной среды резервуара на содержание горючих газов и паров;

- работы в закрытых емкостях, резервуарах, колодцах, приемках производить с оформлением наряда допуска.

4.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности и социальной защиты работников на предприятии

Для работников проводятся: инструктаж по охране труда и технике безопасности, производственной санитарии, противопожарной безопасности и другим правилам.

В статье 18 федерального закона "Об основах охраны труда в Российской Федерации" изложены обязанности работодателя проводить вводный инструктаж. В соответствии с ГОСТ 12.0.004–90 инструктажи подразделяют на следующие виды:

- вводный инструктаж,
- первичный инструктаж,

- повторный инструктаж,
- целевой инструктаж.

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

Дни заезда и выезда к месту работы и обратно в рабочее время не включаются.

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

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

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

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

Каждый работник имеет право на охрану труда, в том числе:

- на рабочее место, защищенное от воздействия вредных или опасных производственных факторов;

- на возмещение вреда, причиненного увечьем, профессиональным заболеванием либо иным повреждением здоровья, связанным с исполнением им трудовых обязанностей;

– на обучение безопасным методам и приемам труда за счет работодателя.

Основные направления государственной политики в области охраны труда:

– признание и обеспечение приоритета жизни и здоровья работников по отношению к результатам производственной деятельности предприятий;

– установление единых нормативных требований по охране труда для предприятий всех форм собственности независимо от сферы хозяйственной деятельности и ведомственной подчиненности;

– защита интересов работников, пострадавших в результате несчастных случаев на производстве.

Федеральным законом от 24 июля 1998 года № 125–ФЗ "Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний" произведена замена должника в обязательствах по возмещению вреда, причиненного работнику при исполнении им трудовых обязанностей. Возмещение застрахованным лицам морального вреда, причиненного, в связи с несчастным случаем на производстве или профессиональным заболеванием, осуществляется причинителем вреда. Виды обеспечения по страхованию:

– Пособие по временной нетрудоспособности;

– Единовременные страховые выплаты;

– Ежемесячные страховые выплаты;

– Лечение застрахованного, осуществляемое на территории РФ;

– Проезд застрахованного и сопровождающего его лица для получения отдельных видов медицинской и социальной реабилитации;

– Медицинская реабилитация.

Заключение

В настоящее время технологии подготовки нефти широко изучена и направлена на снижение расходов потребление попутного нефтяного газа.

В данной работе проанализирована технология сбора и подготовки нефти на месторождении X и современные представления о свойствах эмульсий. Технологический процесс подготовки нефти на месторождении X, представляется собой: характеристика сырья: нефть пласта на X месторождении Западной Сибири является легкой, малосернистой, малосмолистой. Основная схема установки подготовки нефти, используемое оборудования для нагрева продукции на промыслах такие как, путевые подогреватели, теплообменники и их положительные и отрицательные характеристики. Описаны принципы работы оборудования, используемые для нагрева образовавшейся эмульсии. Рассмотрены варианты нагрева: сжигание попутного газа в печах, нагрев паром.

В результате был выбран вариант для данного месторождения - установка теплообменника РПТО использующий в качестве нагрева горячую воду.

Нагревание нефти в теплообменнике происходит за счет передачи тепловой энергии от горячей воды. Теплообменник РПТО показывают наиболее высокую эффективность по подготовке нефти, а также экономически выгоднее, чем подготовка нефти при использовании печи ПТБ– 5.

Список используемых источников

1. интернет ресурс <https://neftegaz.ru>
2. интернет ресурс <https://minenergo.gov.ru>
3. паспорт, качество нефти
4. Коллоидная химия: учебник / М. И. Гельфман. – СПб.: Лань, 2010. - 336 с
5. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. Казань, «Фэн», 2000. - 416с.
7. Коллоидная химия: учебник / М. И. Гельфман. – СПб.: Лань, 2010. - 336 с
8. Позднышев Г.Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий. - М.: Недра, 1982. - 156 с.
9. Углеводородный состав и устойчивость нефтяных эмульсий /А. А. Петров, Г.Н. Позднышев II Тр. Гипрвостокнефть. - М.: Недра, 1971. - Вып. 13.- С. 9-13.
10. Левченко Д.Н., Бергштейн Н.В., Николаева Н.М. Технология обессоливания нефтей на нефтеперерабатывающих предприятиях. М.: Химия, 1985. 168 с
11. Фролов, Ю.М. Коллоидная химия: Учебник / Ю. М. Фролов, В. П. Шелякин. - СПб.: Лань П, 2016. - 336 с.
12. Нефтяные дисперсные системы / З. И. Сюняев, Р. З. Сюняев, Р. З. Сафиева. - М., Химия, 1990. – 226 с.
13. Рабочий проект. Обустройство пробной эксплуатации Снежного нефтяного месторождения. Том 6. Книга 1. Технологический регламент. - Томск 2006. – 129с.
14. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением (ПБ 10 -115-96). Утверждены Постановлением Госгортехнадзора России от 11.06.2002
15. Интернет ресурс <http://www.mcsys.ru/prod/ksg/>.
16. Г.А. Ластовкин, Е.Д. Радченко, М.Г. «Справочник нефтепереработчика».