

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

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Поиск оптимальных технологий подготовки нефти на X нефтяном месторождении (Томская область).</b>

УДК 622.276.8(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Дубов Дмитрий Вадимович		

Руководитель ВКР

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

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Федорчук Юрий Митрофанович	д.т.н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

## Результаты освоения ООП

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

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

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_ Ю. А. Макси-  
 мова  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б73Т	Дубову Дмитрию Вадимовичу

Тема работы:

<b>Поиск оптимальных технологий подготовки нефти на поздних стадиях разработки на примере X месторождения (томская область).</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№110-31/с от 20.04.2021

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

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Изучение нормативной документации, общих сведений о подготовке нефти. Изучение технологических процессов подготовки скважиной продукции, обезвоживания и обессоливания нефти на УПСВ-3 «X»
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент ОСГН ШБИП ТПУ, к.э.н, Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Профессор ТПУ, д.т.н., Федорчук Юрий Митрофанович

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	22.04.2021 г.
---	---------------

**Задание выдал руководитель:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Дубов Дмитрий Вадимович		22.04.2021 г.

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения весенний семестр 2020 /2021 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа
---------------------

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

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

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.04.2021	Основы процесса подготовки сырой нефти	20
12.05.2021	Система сбора нефти, подготовки, транспортировки и использования газа на месторождении	20
19.05.2021	Предложения по повышению эффективности работы системы подготовки нефти	30
26.05.2021	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
31.05.2021	Социальная ответственность	15

#### СОСТАВИЛ:

##### Руководитель ВКР

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

#### СОГЛАСОВАНО:

##### Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			22.04.2021 г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 89 страницы, 21 рисунок, 13 таблиц и литературных источника и ссылок на техническую и нормативную документацию.

Ключевые слова: УСТАНОВКА ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО СБРОСА ВОДЫ, ДЕЭМУЛЬГАТОР, ПОДГОТОВКА НЕФТИ, ВОДОНЕФТЯНАЯ ЭМУЛЬСИЯ, СЕПАРАТОР.

Объектом исследования является анализ эффективности предварительной подготовки нефти на Полуденном месторождении, определение влияния деэмульгатора на качество подготовки нефти и исследование возможности модернизации оборудования установки.

Цель работы – рассмотрение технологии подготовки нефти на месторождении и определение основных проблем возникающих в процессе подготовки нефти. Разработка предложений по модернизации установки с целью повышения эффективности и производительности ее работы.

В работе был проведен анализ эффективности установки предварительного сброса воды (УПСВ-3) на X нефтяном месторождении.

В рамках проведенного анализа установлено, что повышение эффективности существующей установки возможно за счет модернизации оборудования, а именно замены двухфазного сепаратора на трехфазный.

Степень внедрения: на основе полученных результатов моделирования, были сделаны выводы о эффективности результатов. Сравнение данных моделирования двух сепараторов показал положительный теоретический результат.

Область применения: технологий подготовки нефти на поздних стадиях разработки на примере X месторождения (Томская область) установки предварительного сброса воды №3.

Экономическая эффективность заключается в снижении затрат на подготовку нефти, а также доказательстве финансово эффективного увеличения нефти отдачи X площади.

В будущем планируется модернизация технологической установки предварительного сброса воды (УПСВ-3) X месторождения по замене двухфазного сепаратора на трехфазный.

## **ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ**

**АО** – Акционерное общество;

**БКНС** – Блочная кустовая насосная станция;

**УПСВ** – Установка предварительного сброса воды

**БОИ** – Блок обработки информации;

**БККН** – Блок контроля качества нефти;

**БИЛ** – Блок измерительных линий;

**БРХ** – Блок реагентного хозяйства;

**ВНК** – Восточная нефтяная компания;

**ВКС** – Вакуумная компрессорная станция;

**ГТЭС** – Газотурбинная электростанция;

**ГПЭС** – Газопоршневая электростанция;

**ГПЗ** – Газоперерабатывающий завод;

**ДККС** – Дожимная контейнерная компрессорная станция;

**ДЕ** – Дренажная емкость;

**КСУ** – Концевая сепарационная установка;

**ЛВЖ** – Легковоспламеняющаяся жидкость;

**МО** – Маслоотделитель;

**МБ** – Маслобак;

**НПС** – Нефтеперекачивающая станция;

**НМП** – Насосная магистральной перекачки;

**НВП** – Насосная внутренней перекачки;

**НПВ** – Насосная пластовой воды;

**НТИ** - Научно-технические исследования;

**НСЖ** – Нефтесодержащая жидкость;

**ПНГ** – Попутный нефтяной газ;

**ПАО** – Публичное акционерное общество;

**ПТБ** – Печь трубчатая блочная;

**ПОН** – Пункт отпуска нефти;



**ППД** – Поддержание пластового давления;  
**РВС** – Резервуар вертикальный стальной;  
**УБС** – Установка блочная сепарационная  
**РК** – Расширительная камера;  
**СИКГ** – Система измерения количества газа;  
**СИНКС** – Система измерения количества нефти сырой;  
**СИЗ** – Средства индивидуальной защиты;  
**СКЗ** – Средства коллективной защиты;  
**СОГ** – Сухой отбензиненный газ;  
**СНГ** – Сжиженный нефтяной газ;  
**ТФС** – Трехфазный сепаратор;  
**ТЭГ** – Триэтиленгликоль;  
**УУН** – Узел учета нефти;  
**УОГ** – Установка осушки газа;  
**УПН** – Установка подготовки нефти;  
**УПТГ** – Установка подготовки топливного газа;  
**УПСВ** – Установка предварительного сброса воды;  
**ФВД** – Факел высокого давления;  
**ФНД** – Факел низкого давления;  
**ФГ** – Фильтр газовый;  
**ЧС** – Чрезвычайная ситуация;  
**ШЛФУ** – Широкая фракция легких углеводородов;  
**ЭГ** – Электродегидратор горизонтальный.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	12
1 ОСНОВЫ ПРОЦЕССА ПОДГОТОВКИ СЫРОЙ НЕФТИ .....	14
1.1 Общие сведения о технологии подготовки нефти и газа .....	16
1.2 Виды технологических процессов предварительной подготовки нефти ..	19
1.2.1 Сепарация нефти .....	20
1.2.2 Обезвоживание и обессоливание нефти .....	23
1.3 Основные проблемы, возникающие при подготовке нефти на месторождениях .....	32
1.3.1 Образование стойких нефтяных эмульсий и современные методы борьбы с ними.....	32
1.3.2 Потери нефти при подготовке и способы их предотвращения.....	36
2 СИСТЕМА СБОРА НЕФТИ, ПОДГОТОВКИ, ТРАНСПОРТИРОВКИ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	42
2.1 Описание технологического процесса и технологической схемы комплекса.....	43
2.1.1 Схема работы – УБС-6300 в работе, НГС-25 в резерве .....	43
2.1.2 Работа в режиме ДНС (в работе УБС-6300/6, НГС-25 в резерве).....	46
3 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ .....	48
3.1 Технология сепарации нефти.....	49
3.2 Разработка модели сепаратора в UnisimDesign .....	51
3.3 Анализ полученных результатов .....	55
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	59
4.1 Предпроектный анализ .....	59
4.2 Разработка графика проведения научного исследования .....	61
4.3 Бюджет выполнения работ .....	64
4.3.1 Расчет затрат на специальное оборудования для проведения работ .....	64

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	71
5.1.Производственная безопасность.....	71
5.1.1 Отклонение показателей микроклимата в помещении .....	71
5.1.2.Превышение уровней шума .....	72
5.1.3.Повышенный уровень электромагнитных излучений.....	73
5.1.4. Поражение электрическим током.....	75
5.1.5 Пожарная опасность .....	77
5.2.Экологическая безопасность.....	79
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	81
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	84
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	86

## ВВЕДЕНИЕ

X - одно из старейших в структуре D. Оно расположено близ городов Нижневартовск, Сургут, Пыть-Ях. Оператором месторождения владеющим лицензией на право разработки и добычи является компания D. Но хотя его «золотые годы» уже позади - оно находится на третьей стадии разработки и играет не последнюю роль в жизни компании.

Для повышения нефтеотдачи пластов, обработки призабойной зоны, борьбы с соле- и парафин отложениями активно используют реагенты и химические вещества. Это приводит к вымыванию грязевых отложений, накопившихся в системе добычи и сбора продукции скважин, образованию высоковязких масс на всем пути движения продукции скважин от пласта до объектов подготовки нефти. Так же повышаются вязкость и плотность нефти, увеличивается содержание пластовой воды, снижается газовый фактор, повышается содержание природных эмульгаторов и механических примесей. При изменении физико-химических свойств такого флюида повышается стойкость водонефтяных эмульсий. Это осложняет процесс обезвоживания и обессоливания нефти, а также создает угрозу некорректного учета подготовленной нефти.

Актуальность работы заключается в том, что в настоящее время до сих пор не решены вопросы, связанные с разработкой универсальной технологии разрушения стойких нефтяных эмульсий.

Целью исследования является поиск оптимальной технологии подготовки нефти на месторождении.

Поставленная цель реализуется путем решения следующих задач:

1. Рассмотрение технологии подготовки нефти на месторождении и определение основных проблем возникающих в процессе подготовки нефти.
2. Рассмотреть систему подготовки скважинной продукции Полуденного месторождения.

3. Разработать предложения по модернизации установки с целью повышения эффективности и производительности ее работы.

4. Рассмотреть экономические показатели разработки месторождения.

5. Выделить основные производственные и экологические факторы работы установки.

Объектом исследования является анализ эффективности предварительной подготовки нефти X месторождения, определение влияния деэмульгатора на качество подготовки нефти и исследование возможности модернизации оборудования установки.

Предметом исследования выступает анализ и выбор наиболее эффективного способа разделения нефти на установке предварительной подготовки нефти X месторождения.

## ОСНОВЫ ПРОЦЕССА ПОДГОТОВКИ СЫРОЙ НЕФТИ

Подготовка нефти на месторождении заключается в удалении механических примесей, воды, и газообразных углеводородов. Отделение от нефти легких газообразных углеводородов стабилизирует нефть и снижает ее испаряемость. Завышенное содержание в товарной нефти хлористых солей, воды и механических примесей способствует более интенсивному коррозионному износу оснащения перекачивающих станций трубопроводов и аппаратов нефтеперерабатывающих заводов, понижает пропускную способность трубопроводов [1].

В зависимости от содержания в товарной нефти хлористых солей, воды и механических примесей они разделены на три группы. Качество товарной нефти регламентируется ГОСТом Р 51858-2002.

Извлеченная совместно с нефтью на поверхность пластовая вода считается вредоносной примесью, которую нужно удалять из нефти. В случае если вода сформирует сплошную фазу, то эмульсию именуют прямой, или же эмульсией на подобии «нефть в воде», в случае если вода считается дисперсной фазой, то эмульсию именуют обратной, или же эмульсией на подобии «вода в нефти»[2].

Пластовая вода формирует с нефтью эмульсии разной степени стойкости, и со временем происходит старение эмульсии, стойкость эмульсий в соответствии с этим увеличивается. Под процессом старения понимают упрочнение пленки эмульгатора с течением времени. Процесс старения эмульсии имеет возможность протекать быстро или медленно от нескольких часов до 2-5 дней. В начальных стадиях данный процесс идет довольно активно, но по мере насыщения поверхностного слоя глобул эмульгаторами замедляется или, даже прекращается. По истечению конкретного времени пленки вокруг глобул делаются довольно крепкими и непросто поддаются разрушению [3].

Это считается одной из главных причин того, что добытую нефть нужно обезвоживать как возможно скорее с этапа образования эмульсии, не до-

пускать ее старения. Особенно важно проводить обезвоживание нефти на месторождениях.

Второй, более необходимой причиной обезвоживания нефти в районах ее добычи считается высокая цена транспортировки балласта - пластовой воды. Транспортировка обезвоженной нефти удорожается не только в итоге перекачки дополнительных объемов содержащейся в нефти пластовой воды, но и вследствие того, собственно, что вязкость эмульсии типа вода в нефти выше, чем чистой нефти. При повышении содержания воды в нефти на 1 % транспортные затраты возрастают в среднем на 3- 5% при каждой перекачке [4].

Совместно с водой удаляются хлористые соли и механические примеси, которые считаются причиной коррозии и загрязнения трубопроводов и аппаратов. При обезвоживании нефти на месторождениях из нее удаляется основная масса воды, солей и механических примесей, и нефтепроводным управлениям нефть сдается с содержанием воды, как правило, не выше 1%. Но данная норма не остается постоянной и имеется тенденция к ее понижению до 0,5[3].

Основной целью подготовки сырой нефти является получение нефти соответствующей российским стандартам для перекачки через систему магистральных трубопроводов и последующей переработки.

Список основных операций, используемых в системе подготовки скважинной продукции включает:

- введение деэмульгатора, отделение свободной воды и сепарация газа;
- стабилизация нефти, нагрев (для интенсификации процесса отделения воды от нефти и сокращения давления паров сырой нефти);
- обессоливание;
- подготовка и отведение подтоварной и сеноманской воды;
- гравитационное осаждение механических примесей;
- перекачка и учет;
- подготовка и компримирование газа, экспорт газа и газлифт.

## 1.1 Общие сведения о технологии подготовки нефти и газа

Объекты добычи, транспортировки и обработки скважинной продукции включают в себя технологическое оборудование от устья скважины до центрального пункта сбора. Необходимое для этого оборудование обычно включает в себя следующие типы установок:

- кусты скважин
- выкидные линии
- узлы ввода реагентов, замерные установки
- внутрипромысловые трубопроводы
- дожимная насосная станция, установка предварительного сброса воды
- Установка подготовки нефти, центральный пункт сбора.

Процесс подготовки нефти включает в себя несколько последовательных стадий:

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

Процесс отделения от нефти легких углеводородов и сопутствующих газов называется сепарацией. Сепарация происходит при снижении давления и повышении температуры, а также вследствие молекулярной диффузии углеводородных и других компонентов, содержащихся в нефти, в пространство с их меньшей концентрацией, находящееся над нефтью. Процесс сепарации газа имеет место на всем пути движения нефти от скважины до газосепаратора, в резервуарах на промысле и за его пределами, а также при транспорте нефти[5].

В процессе добычи водонефтяной эмульсии и транспорта ее до ЦПС и подготовки нефти, газа и воды постепенно снижается давление и из нефти



выделяется газ. Объем выделившегося газа по мере понижения давления в системе возрастает и как правило в несколько десятков раз превышает объем жидкости. Вследствие этого при невысоком давлении их совместное хранение, а иногда и сбор становятся нецелесообразным.

Схема подготовки нефти с учетом ее качества отображена на рисунке 1.1.

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

На рис. 1.1 мы видим, что обезвоживание и обессоливание нефти - взаимосвязанные технологические процессы (так как основная масса солей находится в пластовой воде, и удаление воды приводит одновременно к обессоливанию нефти). Обезвоживание нефти затруднено тем, собственно, что нефть и вода образуют стойкие эмульсии на подобии "вода в нефти". В данном случае вода диспергирует в нефтяной среде на мелкие капли, образуя устойчивую эмульсию. Значит, для обезвоживания и обессоливания нефти нужно отделить от нее эти мелкие капли воды и удалить воду из нефти.

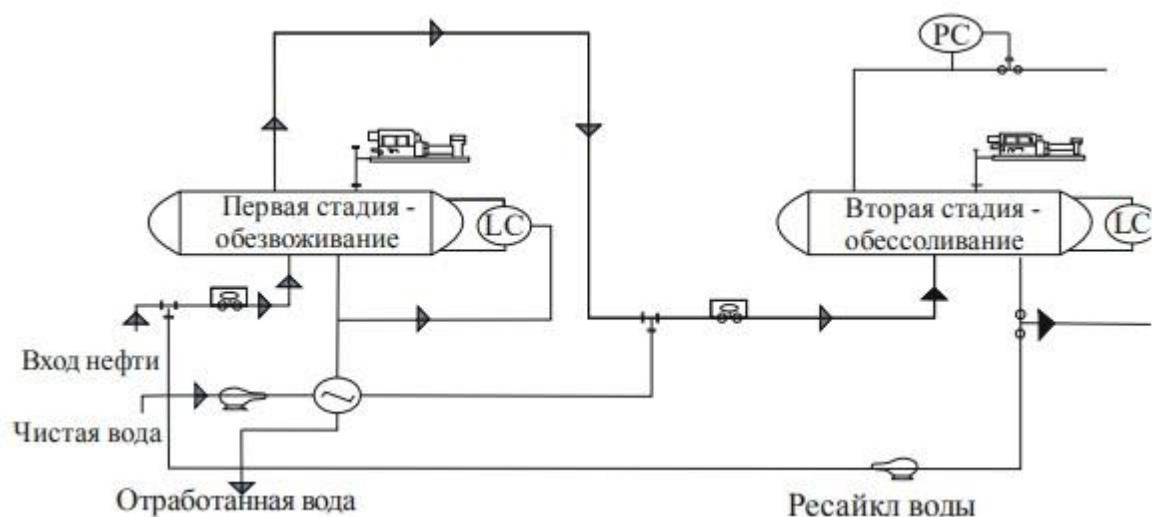


Рисунок 1.1 - Установка по обезвоживанию и обессоливанию нефти

Для обессоливания и обезвоживания нефти применяют такие технологические процессы как:

- гравитационный отстой нефти;
- горячий отстой нефти;
- термохимические методы;
- электрообезвоживание нефти.

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

На установку подготовки нефти пресная вода может подаваться с одного или нескольких источников. Источниками водоснабжения УПН служат:

- водозаборные скважины (оборудуются погружными насосами);
- открытые водоемы (оборудуются плавающими насосными станциями);

- очистные сооружения (подается предварительно очищенная сточная и пластовая вода).

На разных этапах разработки газонефтяных месторождений присутствие воды в нефти может быть различным: в исходной стадии может добываться практически чистая нефть, со временем количество воды в добываемой нефти постепенно увеличивается и на конечных стадиях разработки месторождения может достигать 90% и больше. При перемещении пластовой воды и нефти по стволу скважины и нефтесборным трубопроводам происходит их взаимное смешивание, а в результате перемешивания - дробление. Процесс дробления одной жидкости в другой называют диспергированием. В итоге диспергирования одной жидкости в другой образуются эмульсии.

На теоретическом уровне водонефтяная смесь -неустойчивая система, тяготеющая к образованию минимальной поверхности раздела фаз, т. е. к расслоению. Благодаря наличию адсорбционных слоев на поверхности диспергированных частиц, образуются устойчивые эмульсии. Адсорбционные слои обладают значительной механической прочностью и препятствуют слиянию частиц и расслоению эмульсии.

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

Процесс разложения эмульсии включает:

- первый этап -соударение диспергированных частиц;
- второй этап -слияние их в крупные глобулы;
- третий этап -выпадение крупных частиц и формирование сплошных отдельных слоев нефти и воды [6].

## **1.2 Виды технологических процессов предварительной подготовки нефти**

### 1.2.1 Сепарация нефти

Сепараторы являются обязательным элементом любой технологической схемы промышленной подготовки нефти и газа на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях [7].

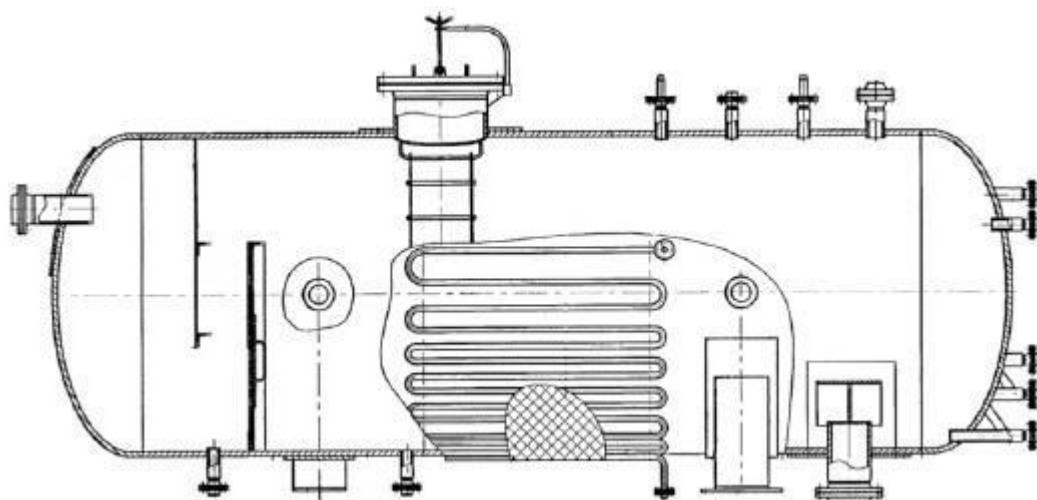


Рисунок 1.2 - Нефтегазовый сепаратор

Вывод отсепарированного газа осуществляют в газосепараторах и резервуарах, в которых поддерживаются определенное давление и температура. Каждый такой пункт вывода отсепарированного газа называется ступенью сепарации газа. Ступеней сепарации газа при движении нефти от забоя к пункту ее переработки всегда бывает несколько: одна часть ступеней приходится на газовые сепараторы, а другая часть на - резервуары. Таким образом, ступеней сепарации может быть, как минимум две: одна – газосепаратор, вторая - первый резервуар, в котором поддерживается давление равное одной атмосфере. В последнем случае происходит выделение газа при атмосферном давлении[8].

Насегодняшний день производят горизонтальные двухфазные сепараторы типа УБС и типа НГС. Также производят сепараторы трехфазные, которые, отделяют не только газ от нефти, но и служат также для отделения свободной воды.

К сепараторам трехфазным относятся установки типа установка блочная сепарационная. Данные сепарационные установки применяют в качестве технологического оснащения на ЦПС и подготовки нефти, газа и воды (ЦППН). В тех случаях, когда на месторождении или же группе месторождений пластовой энергии мало для транспортировки нефтегазовой эмульсии до ЦППН, используются ДНС (дожимные насосные станции). Газосепараторы типа НГС предназначены для разделения газа от продукции нефтяных скважин на первой и последующих ступенях сепарации нефти, включая горячую сепарацию на последней ступени.

На нефтяных месторождениях Западной Сибири в основном используются однотрубные системы сбора, при которых водонефтяная эмульсия по линиям выкидным направляется на групповую замерную установку (ГЗУ), где измеряется дебит (производительность) каждой скважины. После групповой замерной установки продукция скважины поступает на дожимную насосную станцию (ДНС), где совершается первая ступень сепарации нефти и отделяется большая часть газа от нефти. После дожимной насосной станции нефть насосами откачивается на ЦПС, а газ по отдельному газопроводу за счет давления в сепараторе ДНС (обычно 0,3-0,4 МПа) также следует на центральный пункт сбора, где выполняется его подготовка к предстоящему транспорту. Двухтрубные системы сбора продукции скважин используются на больших по площади месторождениях нефти, когда давление скважин мало для транспортировки продукции скважин до ЦПС.

На УПСВ эмульсия проходит последовательно две ступени сепарации. Перед первой ступенью сепарации в жидкость подается реагент – деэмульгатор. Газ с обеих ступеней сепарации подается на узел осушки газа, а затем потребителю или на ГПЗ. Жидкость со второй ступени сепарации поступает в резервуарный парк, где происходит частичное отделение механических примесей и предварительный сброс воды с подачей ее на блочную кустовую насосную станцию (БКНС) для закачки в пласт.

На БКНС выполняется подготовка, учет и закачка воды по направлениям на водораспределительные батареи (ВРБ). С ВРБ вода подается на нагнетательные скважины. Впоследствии ДНС или же УПСВ нефть поступает на подготовку.

Технологические процессы подготовки нефти проводятся на установке подготовки нефти (УПН) или центральном пункте подготовки нефти (ЦППН), и включают в себя следующие процессы:

- сепарация (1,2 ступень) и разделение фаз;
- обезвоживание продукции;
- обессоливание;
- стабилизация нефти.

На УПН (ЦППН) жидкость поступает на узел сепарации. После сепарации жидкость направляется в печи для обогрева эмульсии с реагентом, нагревается до 50оС и поступает в отстойники, где происходит деление эмульсии на нефть и воду. Вода сбрасывается в очистные резервуары, где осуществляется гравитационный отстой остаточных нефтепродуктов, содержащихся в воде, и дальше посылается на БКНС. Нефть из отстойников направляется в технологические резервуары, где происходит последующее отделение воды от нефти. Нефть с содержанием воды до 10% с установок предварительного сброса воды насосами ЦНС подается на установки подготовки нефти (УПН) в печи-нагреватели ПТБ10. В поток нефти, на прием насосов подается дозируемый расход реагента деэмульгатора в количестве до 20 г/т. Нагрев в печах выполняется до 4550°С, впоследствии чего нефть поступает в электродегидраторы, где происходит обезвоживание и обессоливание нефти.

Нефть, с содержанием воды до 1% и температурой 44-49оС поступает в сепараторы “горячей сепарации” для последующего разгазирования (стабилизации), оттуда поступает в товарные резервуары РВС. Нефтяные резервуары представляют собой емкости, предназначенные для скопления, кратковременного хранения и учета сырой и товарной нефти. Наибольшее исполь-

зование нашли резервуары типа РВС (резервуар вертикальный стальной). Товарная нефть проходит проверку качества с помощью лабораторных методов и подается насосами ЦНС через узел учета нефти (УУН) на нефтеперекачивающую станцию (НПС). С НПС нефть подается в магистральный нефтепровод, а затем для окончательной переработки на нефтеперерабатывающий завод (НПЗ) [9].

### 1.2.2 Обезвоживание и обессоливание нефти

Нефть отделяется от воды и солей дважды: первый раз – на установках подготовки нефти, где из нее извлекают ведущую массу воды и доводят содержание ее от 0,2 до 0,8 вес. % и второй раз – на нефтеперерабатывающих заводах, где из нефти убирают воду, а содержание солей доводят до 2-5 мг/л [10].

Для обезвоживания и обессоливания нефти непосредственно на месторождении используют следующие технологические процессы (рисунок 3):

- гравитационный отстой нефти;
- горячий отстой нефти;
- термохимические методы;
- электрообессоливание и электрообезвоживание нефти.

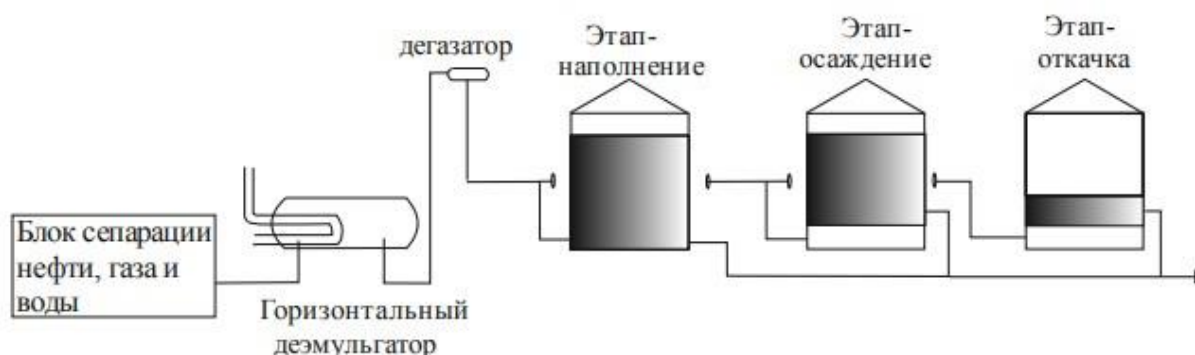


Рисунок 1.3 - Этапы обезвоживания нефти

Наиболее простой по технологии процесс гравитационного отстоя. В данном случае нефтью заполняют резервуары и выдерживают определенное время (48 ч и более). Во время пребывания нефти происходит коагуляция капель воды, и более тяжелые и крупные капли воды под гравитационными силами оседают на дно, образуя слой подтоварной воды. Впрочем, отстой под действием сил тяжести холодной нефти - малоэффективный и малоцелесообразный способ обезвоживания нефти, в следствии этого используется отстой, горячей нефти, когда за счет предварительного нагрева нефти до температуры 40–80 °

С существенно облегчаются процессы укрупнения капель воды и ускоряется обезвоживание нефти при гравитационном отстое. Дефектом гравитационных способов обезвоживания считается их небольшая эффективность. К тому же водонефтяные эмульсии считаются очень стойкими и в большинстве случаев не расслаиваются под действием одной только силы тяжести.

Наиболее эффективные термохимические и химические методы, а также электрообезвоживание и обессоливание.

На электрообессоливающих установках, процесс проводится при небольшом количестве времени нахождения нефти в аппарате и где для достижения высокой степени обессоливания требуется обеспечение большой глубины обезвоживания нефти, комбинируют термохимический способ с электрическим, сочетая четыре фактора воздействия на эмульсию: подогрев, подачу деэмульгатора, электрическое поле и отстой в гравитационном поле [11].

При химических методах в обезвоженную нефть добавляют деэмульгаторы. В качестве деэмульгаторов применяют поверхностно активные вещества. Деэмульгаторы добавляют к нефти в малых дозах от 510 до 50-70 г на одну тонну нефти. Самые лучшие результаты показывают неионогенные поверхностно активные вещества, которые в нефти не распадаются на катионы и анионы. Деэмульгаторы адсорбируются на поверхности раздела фаз



"нефть-вода" и выталкивают или заменяют менее поверхностно-активные природные эмульгаторы, присутствующие в эмульсии.

Пленка, образующаяся на поверхности капель воды, непрочная, что приводит к слиянию мелких капель в большие.

Скорость и эффективность химического обезвоживания существенно возрастает за счет подогрева нефти, т.е. при термохимических способах, за счет снижения вязкости нефти при нагреве и облегчения процесса коалесценции капель воды [12].

Наиболее низкое остаточное содержание воды достигается при применении электрических способов обезвоживания и обессоливания.

Электрообезвоживание и электрообессоливание нефти связаны с пропуском нефти через аппараты - электродегидраторы, где нефть протекает между создающими электрическое поле электродами, высокого напряжения (30-40 кВ). Для того чтобы увеличить скорость электрообезвоживания нефть сначала подогревают до температуры 40-80°C.

При транспорте нефти по трубопроводам, железной дороге, водным путем и хранении ее в резервуарах, значительная часть углеводородов испаряется. Легкие углеводороды считаются инициаторами интенсивного испарения нефти, так как они увлекают за собой и более тяжелые углеводороды. В то же время легкие углеводороды считаются ценным сырьем и топливом (легкие бензины). Поэтому из нефти извлекают легкие углеводороды, т.е. осуществляют стабилизацию нефти [12].

Для стабилизации нефти ее подвергают горячей сепарации или ректификации. Более простой и более широко используемой в промышленной подготовке нефти считается горячая сепарация, выполняемая на специальной стабилизационной установке.

При горячей сепарации нефть сначала нагревают в специальных нагревателях и подают в горизонтальный сепаратор, где из нагретой до 45-75 °C нефти активно испаряются легкие углеводороды, которые через холодильную установку и бензосепаратор направляются в сборный газопровод.

В бензосепараторе от легкой фракции дополнительно отделяют за счет конденсации тяжелые углеводороды. Вода, отделенная от нефти на установке комплексной подготовки нефти, поступает на УПВ, расположенную также на центральном пункте сбора.[15]

На завершающей стадии эксплуатации нефтяных месторождений особенно большое количество воды отделяют от нефти, когда содержание воды в нефти может достигать до 90%, то есть с каждым кубическим метром нефти извлекается 5 м<sup>3</sup> воды. Отделенная от нефти, пластовая вода содержит капли нефти механические примеси, гидраты закиси и окиси железа и большое содержание хлористых солей. Механические примеси забивают поры в продуктивных пластах и препятствуют проникновению воды в капиллярные каналы пластов, а, следовательно, приводят к нарушению контакта "вода-нефть" в пласте и снижению эффективности ППД. Этому же способствуют и гидраты окиси железа, выпадающие в осадок.[12] Хлористые соли, присутствующие в воде, способствуют коррозии оборудования и трубопроводов. Поэтому сточные воды, отделенные от нефти на установке комплексной подготовки нефти, необходимо очистить от капель нефти, механических примесей, гидратов окиси железа и солей, и только после очистки закачивать в продуктивные пласты.

Допустимые содержания в закачиваемой воде механических примесей, нефти, соединений железа устанавливаются конкретно для каждого нефтяного месторождения. Для очистки сточных вод применяют закрытую (герметизированную) систему очистки.

В герметизированной системе как правило используют три метода: отстой, фильтрация и флотацию.

Метод отстоя основан на гравитационном разделении механических примесей твердых частиц, капель воды и нефти. Процесс гравитационного отстоя проводят в вертикальных резервуарах-отстойниках.

Метод фильтрации заключается в прохождении грязной пластовой воды через фильтрующий гидрофобный слой, например, через гранулы поли-

этилена. Гранулы полиэтилена «захватывают» частицы механических примесей и капельки нефти и свободно пропускают воду.

Метод флотации основан на одноименном явлении, когда пузырьки газа или воздуха, проходя через слой загрязненной воды снизу-вверх, осаждаются на поверхности твердых частиц, капель нефти и способствуют их выталкиванию на поверхность.

Очистку сточных вод осуществляют на установках очистки вод типа УОВ-750, УОВ-1500, УОВ-3000 и УОВ-10000, имеющих пропускную способность соответственно 750, 1500, 3000 и 10000 м<sup>3</sup> /сут. Каждая такая установка состоит из четырех блоков: отстойника, флотации, сепарации и насосного.

На нефтяных месторождениях часто применяются следующие установки обезвоживания и обессоливания нефти:

- термохимические установки обезвоживания нефти (ТХУ);
- электрообессоливающие установки (ЭЛОУ).

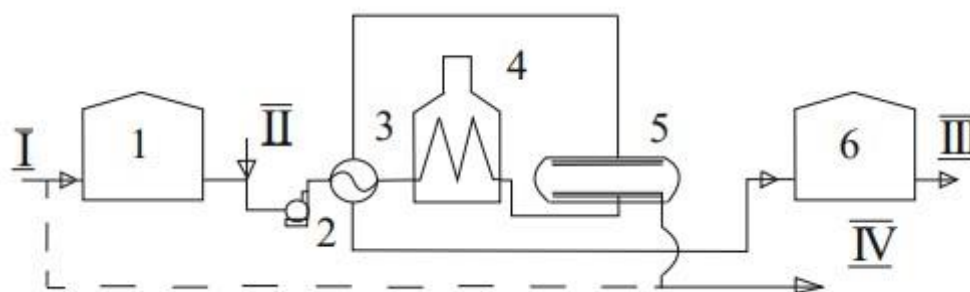


Рисунок 1.4 - Технологическая схема термохимической установки обезвоживания нефти

В данной установке обезвоживания нефти (рис. 1.4) нефтяную эмульсию I из резервуара сырьевого 1 насосом 2 через теплообменник 3 направляют в печь (трубчатую) 4. Перед насосом 2 в нефть добавляют деэмульгатор - поток II. В трубчатой печи 4 и теплообменнике 3 водонефтяная смесь нагревается и при транспортировании по трубчатому змеевику в печи происходит доведение реагента - деэмульгатора до капель пластовой воды и разрушение

бронирующих слоев эмульгаторов. Подогрев в трубчатой печи происходит при нагреве нефтяной эмульсии до температуры 70°C. Если требуется невысокая температура нагрева применяют пароподогреватели. Неустойчивая эмульсия из трубчатой печи 4 следует в отстойник 5, где разделяется на воду и нефть. Затем нефть, обезвоженная подается из отстойника сверху 5, проходит через теплообменник 3, где отдает небольшое количество тепла поступающей на деэмульсацию неподготовленной нефти и следует в резервуар 6, затем нефть товарная (поток III) следует в магистральный трубопровод. Пластовая вода, которая отделилась в отстойнике 5 (поток IV) поступает на УПСВ [13].

Наиболее эффективным считается способ обессоливания на электрообессоливающей установке (рис. 1.5) При этом для стабилизации водонефтяной эмульсии, поступающей в электродегидратор, предусматривается теплохимическое обезвоживание. Сырая нефть (I) из сырьевого резервуара 1 сырьевым насосом 2 прокачивается через теплообменник 3 и подогреватель 4 и следует в отстойник 5. Перед сырьевым насосом в сырую нефть вводят деэмульгатор (II), поэтому в отстойнике 5 из сырой нефти выделяется, большое количество пластовой воды. Из отстойника 5 нефть с содержанием остаточной воды до 1—2 % следует в электродегидратор 8. При этом перед электродегидратором в поток нефти вводят пресную воду(III) и деэмульгатор, так что перед обессоливанием обводненность нефти в зависимости от содержания солей доводится до 8—15 %. В пресной воде соли растворяются и после отделения вода от нефти она становится обессоленной.

Сверху электродегидратора 8 выходит обессоленная и обезвоженная нефть, которая, пройдя промежуточную емкость 7, насосом 6 прокачивается через теплообменник 3, подогревая сырую нефть, и направляется в резервуар 9 товарной нефти. Вода (IV), отделившаяся от нефти в отстойнике 5 и электродегидраторе 8, направляется на установку по подготовке воды. Товарная нефть(V) откачивается в магистральный трубопровод. 25

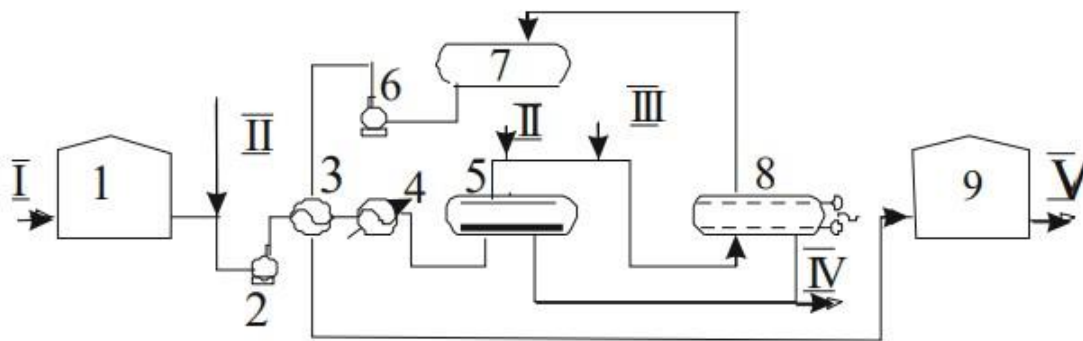


Рисунок 1.5 - Технологическая схема электрообезвоживающей установки

В нынешней индустрии применяют однотрубные системы сбора скважинной продукции, все процессы подготовки нефти, газа и воды находятся на одной территории -центральном пункте сбора и подготовки нефти, газа и воды.

На установку подготовки нефти (рисунок 1.6) сырая нефть после первой ступени сепарации поступает с давлением до 0,8 МПа, температурой 6-21°С и предельным содержанием воды не более 50 %. Сырая нефть (I) следует в газосепаратор где осуществляется разделение при давлении 0,5—0,6 МПа и далее в три одновременно работающих отстойника 2. С целью предварительного обезвоживания нефти в поток сырой нефти перед газосепаратором 1 подаются деэмульгатор (II) и подогретая пластовая вода (III).

Температуру потока нефти следует обеспечить 20—25°С. По этой причине в схеме предусмотрена возможность нагрева сырой нефти перед газосепаратором 1 в печах 5 и 6.

Обезвоженная нефть из отстойника 2 следует в буферную емкость 3, где протекает процесс сепарации под давлением 0.4 МПа и температуре 25°С, далее она подогревается в печи до температуры 35-40°С. При помощи клапана в буферной емкости поддерживается постоянный уровень жидкости. В поток перед электродегидратором вводится промывная вода и деэмульгатор [13].

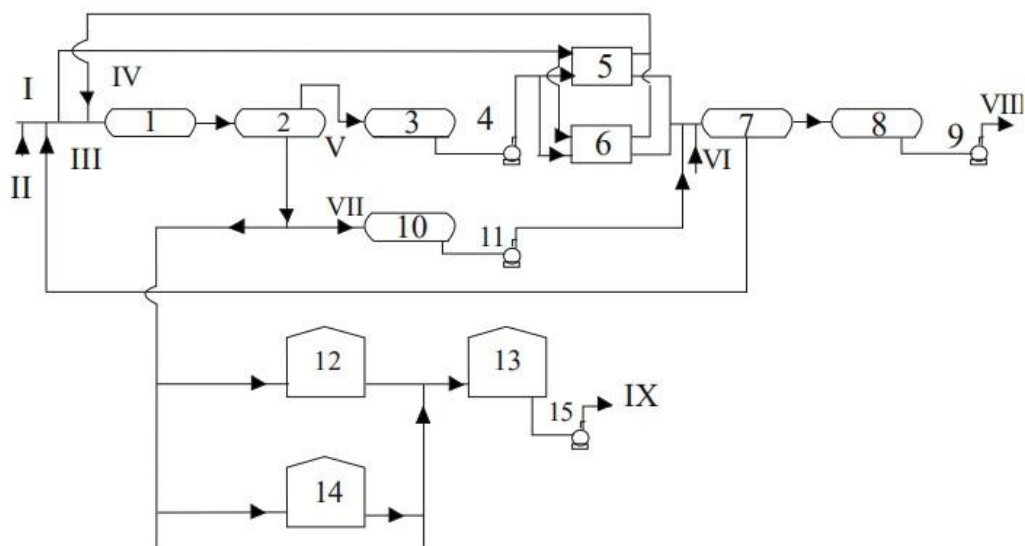


Рисунок 1.6 – Технологическая схема блочно-комплектной установки подготовки нефти

В электродегидраторах под воздействием электрических переменных полей от нефти отделяется оставшаяся вода вместе с растворенными в ней солями. Обессоленная нефть с содержанием воды 0,2 % и солей 40 мг/л поступает в буферную емкость 8, которая является сборником для насосов товарной нефти 9, подающих нефть в межпромысловый нефтепровод. В буферной емкости 8 нефть сепарируется при температуре 35 - 40 °С и давлении 0,4 МПа. Уровень нефти в буферной, емкости 8 поддерживается клапаном, установленным на нагнетательной линии насосов 9. Контроль количества и качества обессоленной нефти (VII), уходящей с ЦПС, осуществляется с помощью узла учета и определения качества товарной нефти. Пластовая вода (V), отделяемая в отстойниках 2и электродегидраторах 7, для очистки от нефти и механических примесей поступает в резервуары-отстойники 12 и 14с двухлучевым устройством распределения потока, а часть ее (VI) поступает в емкость 10, из которой насосами 11 подается в линию нефти перед электродегидраторами 7. Очищенная пластовая вода поступает в резервуар 13, который служит для дегазации пластовых вод и в качестве буфера для работы насосной станции с насосами 15. Насосная станция подает очищенные

пластовые воды (VII) на сооружения системы поддержания пластового давления. Нефть из резервуаров 12,13,14, отводится в подземную дренажную емкость, из которой погружным насосом перекачивается на прием технологических насосов 4.[2]

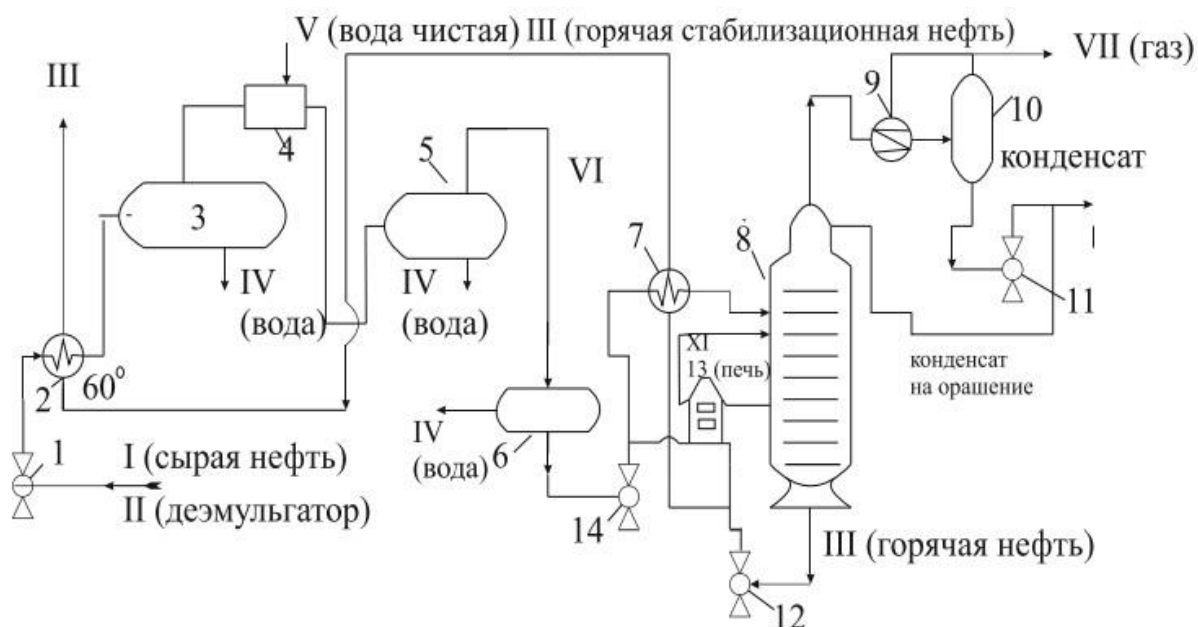


Рисунок 1.7 – Технологическая схема УКПН

УКПН это завод по промышленной подготовке нефти на котором осуществляется обезвоживание и обессоливание нефти, а также стабилизация. Для эффективного расслоения водонефтяной эмульсии добавляют деэмульгатор. (по линии II). Затем при помощи насоса нефть поступает в теплообменник 2, где подогревается до 60 , 70 градусов нефтью, поступающей после стабилизационной колонны 8. Нагретая нефть в отстойнике 3 обезвоживается, далее проходит через смеситель 4, где перемешивается с пресной водой для отмывания хлористых солей, далее следует в отстойник второй ступени сепарации 5 и по линии VI в электродегидратор 6. Для наилучшего результата вымывания солей используют несколько последовательных смесителей, отстойников, электродегидраторов. Подготовленная нефть далее поступает в стабилизационную колонну 8, через теплообменник 7, где она подогревается.

В колонне отделяются легкие фракции нефти, которые поступают на газоперерабатывающий завод.[2]

В нижней (отпарной) и верхней частях стабилизационной колонны установлены тарелочные устройства, которые способствуют более полному отделению легких фракций. Внизу отпарной части стабилизационной колонны поддерживается более высокая температура (до 2400С), чем температура нефти, поступающей вверх отпарной части. Температура поддерживается циркуляцией стабильной нефти из нижней части стабилизационной колонны через печь 13. Циркуляция стабильной нефти осуществляется насосом 12 по линии X. В печи 13 может также подогреваться часть нестабильной нефти, которая затем подается вверх отпарной колонны по линии XI. В результате нагрева из нефти интенсивно испаряются легкие фракции, которые поступают в верхнюю часть стабилизационной колонны, где на тарелках происходит более четкое разделение на легкие и тяжелые углеводороды. Пары легких углеводородов и газ по линии VII из стабилизационной колонны поступают в конденсатор-холодильник 9, где они охлаждаются до 30°С, основная их часть конденсируется и накапливается в емкости орошения 10. Газ и не сконденсировавшиеся пары направляются по линии VIII на горелки печи 13. Конденсат (широкая фракция легких углеводородов) насосом 11 и перекачивается в емкости хранения, а часть по линии IX направляется вверх стабилизационной колонны на орошение [12].

### **1.3 Основные проблемы, возникающие при подготовке нефти на месторождениях**

#### **1.3.1 Образование стойких нефтяных эмульсий и современные методы борьбы с ними**



На поздней стадии эксплуатации месторождений интенсивно применяются различные реагенты и химические вещества для обработки призабойной зоны пласта у скважин, повышения нефтеотдачи пластов, борьбы с солями и парафиноотложениями в скважинах, трубопроводах и технологических аппаратах, а также при текущих и капитальных ремонтах скважин.[3] В процессе осуществления этих мероприятий вымываются грязевые отложения, накопившиеся в системе добычи и сбора продукции скважин, образуются высоковязкие массы на всем пути движения продукции скважин от пласта до объектов подготовки нефти. В этих условиях повышаются плотность и вязкость нефти, снижается газовый фактор, увеличивается содержание пластовой воды, природных эмульгаторов и механических примесей. Результатом таких изменений физико-химических свойств продукции скважин является повышение стойкости водонефтяных эмульсий. Это приводит к осложнению процессов обезвоживания и обессоливания нефти на установках подготовки нефти. [3]

В настоящее время при расширении добычи переработчики все чаще сталкиваются с проблемой обводненности нефти и, как следствие, образованием стойких водонефтяных эмульсий. Используемые сегодня традиционные технологии обезвоживания и обессоливания на протяжении многих лет показывают свою эффективность. Альтернативные методы воздействия на нефтяные и нефтегазовые системы, доказывают свою эффективность. Основаны они на различной физической природе полей: магнитных, лазерных, акустических, кавитационных, высокочастотных, сверхвысокочастотных, радиационных и др. Низкоэнергетические технологии (акустические, вибрационные, магнитные и др.), с помощью которых можно с минимальными энергетическими затратами с использованием волнового воздействия изменять структуру вещества, являются наиболее перспективными в виду их экономичности, эффективности и доступности.

Россия является одной из самых крупных нефте- и газодобывающих стран в мире. Часто при расширении добычи «подготовщики» сталкиваются

с проблемой обводненности нефти и, как следствие, образованием стойких водонефтяных эмульсий.

Используемые сегодня традиционные технологии обезвоживания и обессоливания на протяжении многих лет показывают свою эффективность. Применяют физические - нагрев, отстаивание, центрифугирование, переменное электрическое поле и др., и химические - применение деэмульгаторов методы, а также их комбинирование [14].

Но у каждого метода есть свои недостатки. В настоящее время все больше изучают и внедряют в производство альтернативные методы воздействия на нефтяные и нефтегазовые системы, доказавшие свою эффективность, основанные на различной физической природе полей: магнитных, лазерных, акустических, кавитационных, высокочастотных, сверхвысокочастотных, радиационных и др.

Низкоэнергетические технологии (акустические, вибрационные, магнитные и др.), с помощью которых можно с минимальными энергетическими затратами с использованием волнового воздействия изменять структуру вещества, являются наиболее перспективными в виду их экономичности, эффективности и доступности. Эти методы все чаще применяются в различных отраслях нефтяной промышленности [15-18].

Ультразвуковое воздействие на водонефтяные эмульсии вызывает механические колебания, которые приводят в движение капли воды, что способствует их коагуляции, коалесценции и последующему расслоению эмульсий [18, 19].

В работе [20] был изучен комбинированный метод ультразвуковой и химической обработки деэмульсации нефти. Результаты исследований показали, что комбинированный метод проявляет лучший эффект по сравнению с химическим и ультразвуковым методами. Исследование было проведено с разной ультразвуковой мощностью, временем обработки и температурой. Было выяснено, что конечная скорость обезвоживания возрастает с увеличе-

нием температуры и мощности ультразвука и почти не изменяется с увеличением времени обработки.

В работе [21] было рассмотрено совокупное воздействие микроволновой и магнитной обработки в присутствии деэмульгаторов. Сочетание магнитного и микроволнового излучений обеспечивало глубокое обезвоживание нефти. При этом степень обезвоживания изменялась в зависимости от выбранного деэмульгатора.

Обзор научных направлений в области обессоливания и обезвоживания углеводородного сырья показал, что есть положительный результат от использования альтернативных методов для разделения водонефтяных эмульсий. Однако влияние содержания воды и солей в нефти на процесс разделения эмульсий недостаточно широко освещено в литературе.

Эффект воздействия ультразвука на водонефтяную систему заключается в разрушении под действием механических напряжений и кавитации внешних оболочек надмолекулярных структур – дисперсных частиц. При этом углеводороды, их формирующие, переходят в дисперсионную среду. Магнитное поле заставляет парамагнитные компоненты бронирующего слоя изменять своё местоположение, тем самым разрыхляя и деформируя его. В свою очередь ионы растворённых солей обретают упорядоченное движение внутри глобулы воды в соответствии с правилом Ленца, что также нарушает устойчивость системы.

Таким образом, при комбинированной волновой обработке происходит изменение структуры нефтяной дисперсной системы по двум направлениям: перестраивается дисперсионная углеводородная среда и ослабляются связи между молекулами, составляющими бронирующие оболочки.

Для месторождений с 30 %-ным содержанием воды и содержанием солей 75 г/дм<sup>3</sup> в нефти лучше всего подходит метод комбинированной обработки ультразвуком с применением деэмульгатора, но также можно использовать метод ультразвуковой обработки. При минерализации 140 г/дм<sup>3</sup> можно

использовать магнитную обработку с величиной магнитной индукции 0,2 Тл – 99 % или комбинирование её с ультразвуком.

Для месторождений нефти на поздней стадии разработки, содержащей 50 % воды и различное количество солей, эффективно использовать метод магнитной обработки, а также комбинирование её с ультразвуком и с применением деэмульгатора.

### **1.3.2 Потери нефти при подготовке и способы их предотвращения**

Весь путь нефти от мест добычи до мест потребления сопровождается потерями, которые происходят в результате утечек, изменения качества и испарения. Поэтому сохранение качества и количества нефтепродукта в процессе транспорта и хранения являются очень важной задачей. Сокращение потерь нефти и нефтепродуктов достигается в результате организационных и технических мероприятий, выбор которых зависит от конкретных условий на предприятии, климатической зоны, объема реализации и других факторов. Все потери нефти и нефтепродуктов на трубопроводном транспорте можно разделить на количественные, качественные и количественно-качественные.

Количественные потери связаны с разгерметизацией технологического оборудования, с повреждением трубопроводной арматуры, с авариями.

Качественные потери связаны со смешением различных типов и групп нефтей и нефтепродуктов, загрязнением, обводнением, окислением.

Количественно-качественные потери связаны с испарениями. При испарении происходит снижение качества продукта из-за испарения легких фракций и уменьшение его количества. Потери от испарения составляют примерно 60-80 % от всех потерь [25].

Потери от испарений можно разделить на потери от «больших дыханий», «малых дыханий», «обратного выдоха», от насыщения газового пространства и от его вентиляции.

Потери от больших дыханий происходят при операциях заполнения и откачки нефти из резервуара. При заполнении объем газового пространства уменьшается, давление увеличивается, когда повышенное давление доходит до установки дыхательного клапана и пары углеводородов выбрасываются в атмосферу.

При операции откачки объем газового пространства увеличивается, давление понижается, когда пониженное давление доходит до установки дыхательного клапана, атмосферный воздух подсасывается в резервуар, тем самым регулируя давление.

Потери от малых дыханий связаны с суточными колебаниями температур окружающей среды. При повышении температуры газового пространства резервуара в дневное время, паровоздушная смесь стремится расшириться, давление растет. Повышенное давление доходит до установки дыхательного клапана и пары углеводородов выбрасываются в атмосферу. В ночное время, температура газового пространства уменьшается, давление падает пониженное давление доходит до установки дыхательного клапана, атмосферный воздух подсасывается в резервуар, тем самым регулируя давление.

Потери от обратного выдоха обусловлены следующим: после опорожнения резервуара до некоторого остатка или частичной выкачки нефти его газовое пространство недонасыщено углеводородами. При дальнейшем неподвижном хранении происходит насыщение газового пространства, что вызывает рост давления в нем. Как только оно достигает установки дыхательного клапана, последний открывается и происходит вытеснение в атмосферу некоторого объема паровоздушной смеси.

Потери от вентиляции газового пространства резервуара происходят при наличии двух и более отверстий на крыше или корпусе резервуара, расположенных на разных уровнях. Считается, что в этом случае вследствие разности плотностей воздуха и паровоздушной смеси образуется газовый сифон: паровоздушная смесь истекает через нижнее отверстие, а освободившееся пространство занимает воздух, подсасываемый через верхнее отверстие.

Однако такой механизм вентиляции имеет место только в частном случае, когда давление в верхней точке газового пространства равно атмосферному. На самом деле вследствие изменения температуры и испарения нефтепродуктов оно, как правило, либо больше, либо меньше атмосферного.

Соответственно, при этом через все имеющиеся отверстия либо происходит истечение паровоздушной смеси в атмосферу, либо в резервуар подсасывается воздух.

Следовательно, потери от вентиляции газового пространства имеют место, когда давление в газовом пространстве превышает атмосферное, но дыхательная арматура закрыта.

Потери от насыщения газового пространства резервуара парами нефтепродуктов могут происходить при начальном заполнении резервуара нефтепродуктом, когда газовое пространство резервуара кроме воздуха начинает насыщаться еще и парами нефтепродукта.

Для сокращения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения применяют следующие методы и технические мероприятия.

Газоуравнительная система - это система трубопроводов, объединяющих газовое пространство резервуаров с одинаковым продуктом. Благодаря этому в тех случаях, когда операция заполнения одних резервуаров совпадает по времени с опорожнением других, часть паровоздушной смеси из заполняемых резервуаров вытесняется не в атмосферу, а в опорожняемые резервуары. Для компенсации неравномерности в откачке и закачки нефти в резервуары в систему включают газгольдеры.

Газоуравнительная система состоит из:

- 1) резервуаров;
- 2) дыхательных клапанов;
- 3) газгольдера;
- 4) регулятора давления;
- 5) сборного газопровода;
- 6) конденсатосборника;

- 7) насоса;
- 8) конденсатопровода.

Во время эксплуатации резервуара в нем непрерывно проходит процесс, во время которого его содержимое «дышит», как было описано ранее.

Назначением дыхательного клапана является герметизация газового пространства резервуара, регулирование давления в нем в заданных пределах путем периодического сообщения газового пространства резервуара с атмосферой.

Дыхательные клапана, устанавливаемые на РВС, в основном используют двух видов - НДКМ и КДС. Диски отражатели устанавливаются под монтажным патрубком дыхательного клапана. С его помощью изменяется направление струи входящего воздуха с вертикального на горизонтальное. Благодаря этому вошедший воздух оттесняет пары нефтепродукта вниз, а сам занимает положение под кровлей. При последующем заполнении резервуара в атмосферу вытесняется этот воздух с примесью паров нефтепродукта, проникающих в него, благодаря диффузии и конвекции.

Микрошарики, это полые сферы, заполненные азотом. Благодаря небольшому диаметру и массе, они хорошо распределяются на поверхности продукта и хорошо закрывают её. В ходе лабораторных испытаний, было установлено что, микрошарики плавающие на поверхности сокращают потери от испарения всего на 35-50% что недостаточно. Также недостатком является то, что при опорожнении резервуара они уходят вместе с продуктом, что в дальнейшем загрязнит фильтры. Понтоны представляют собой жесткую газонепроницаемую конструкцию, закрывающую 95% поверхности продукта, снабженную кольцевым затвором, герметизирующим оставшуюся поверхность.

Понтоны бывают металлические и синтетические. Уменьшение испарения происходит вследствие уменьшения поверхности испарения, и соответственно, - скорости насыщения газового пространства резервуара углеводородами.

Резервуары вертикальные стальные с плавающей крышей отличаются от резервуаров вертикальных стальных с понтоном тем, что они не имеют стационарной крыши. Принцип действия резервуара с плавающей крышей аналогичен принципу действия резервуаров с понтоном [26].

Под азотной подушкой подразумевается постоянная или периодическая продувка азотом газового пространства резервуара. Азотную подушку создают путем соединения резервуара к емкости, где храниться азот.

Преимущества: минимизации потерь, отсутствие выходов углеводородов в атмосферу, снижение металлоемкости, отсутствие кислорода - уменьшение коррозии, источник азота - атмосферный воздух. Недостатками данной системы являются: высокая стоимость установки, необходимость обслуживания установки.

Система улавливания легких фракций представляет собой совокупность технологического оборудования, обеспечивающего отбор и утилизацию легких фракций нефтепродукта при повышении давления в газовом пространстве резервуара до того, как произойдет выдох в атмосферу.

Ощутимое сокращение потерь нефти и нефтепродуктов достигается при рациональной эксплуатации резервуаров. Если держать резервуары максимально заполненными, то потери от «малых дыханий» будут минимальны. Для сокращения потерь от «больших дыханий» необходимо избегать перекачек продукта из резервуара в резервуар. Также для рациональной эксплуатации резервуара должно быть проведено уменьшение амплитуды колебаний температуры продукта и газового пространства резервуара. Сокращение амплитуды колебаний температуры газового пространства осуществляется предохранительной окраской резервуаров светлыми светоотражающими составами, системой орошения резервуара, заглублением резервуаров, применение железобетонных резервуаров[27].

Наиболее действенными из них являются применение газоуравнительных систем - эффективность 40%, плавающих крыш и понтонов - эффективность 95-98%. На данный момент от газоуравнительных систем отказались в



виду их пожароопасности, наиболее распространенным видом сокращения потерь нефти, является применение плавающих крыш и понтонов, но такой вид применим не ко всем климатическим зонам.

## **2 СИСТЕМА СБОРА НЕФТИ, ПОДГОТОВКИ, ТРАНСПОРТИРОВКИ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Технологические сооружения действующей Установки предварительного сброса воды №3 X нефтяного месторождения обеспечивают:

- непрерывный прием продукции скважин с фонда скважин X нефтяного месторождения;
- подготовку газа и транспортировку его на газотурбинную электростанцию X нефтяного месторождения;
- подготовку воды и сброс ее на блочную кустовую насосную станцию №12;
- подготовку нефти в две ступени сепарации:

Установка предварительного сброса воды №3 X месторождения предназначена для:

- обеспечения непрерывного приема жидкости с фонда скважин X нефтяного месторождения,
- отбора газа первой ступени сепарации, выделившегося в сепараторах НГС, УБС-6300, очистки его от нефти и капельной жидкости в сепараторах газовых (СВГ) и подачу на Газотурбинную электростанцию (ГТЭС).
- более максимального отделения газа от нефти на концевой ступени сепарации УСТН-1,2 и сжигание на факеле низкого давления, что обеспечивает безопасную эксплуатацию резервуаров РВС-1000 №1,2.
- предварительного обезвоживания поступающей нефти до остаточного содержания в ней воды не более 5,0 % и откачки ее на УПН X месторождения,
- отделение пластовой воды от нефти, механических примесей и подачи ее на БКНС-11;
- измерения количества и параметров потоков нефти, газа.

Год ввода в эксплуатацию 2002г.

Проектная производительность установки предварительного сброса воды по жидкости - 2365200 м<sup>3</sup>/год, по нефти – 790955 т/год, по газу – 24519605 м<sup>3</sup>/год.

Установка предварительного сброса воды (УПСВ) расположена на территории Ханты-Мансийского Автономного Округа (ХМАО), Нижневартовского района.

Генеральный проектировщик Стрежевской филиал «Х»

В объеме капитального ремонта и модернизации в 2008 г. проведена полная замена РВС -1000 №2, а в 2012 г. – замена УБС-3000 на НГС-25.

## **2.2 Описание технологического процесса и технологической схемы комплекса**

### **2.1.1 Схема работы – УБС-6300 в работе, НГС-25 в резерве**

Водонефтяная газосодержащая эмульсия в объеме от 6150 м<sup>3</sup>/сут до 6830 м<sup>3</sup>/сут с температурой от 40°С до 50°С с кустов №№ 19, 20, 21, 22, 24, 25, 26, 27, 28, 32, 38, 323 X, куста №6 X месторождения через ЗКЛ №№62,63,64,65,67 поступает на гребенку УПСВ (при этом ЗКЛ №68 закрыта) и далее, через ЗКЛ №№1,3,4 с рабочим давлением (PG1.3,1.4) 1,5-5,0 кгс/см<sup>2</sup> подается на первую ступень сепарации в УБС-6300.

В поступающую нефтегазосодержащую жидкость из БРХ-1(2), через вентиль №131в подается реагент-деэмульгатор под давлением 1,5 - 5,0 кгс/см<sup>2</sup>, PGSA2.1(2.2) для повышения эффективности процесса разделения водонефтяной эмульсии на 2-е фазы (воду и нефть).

Нефтегазосодержащая жидкость с входной гребенки подается в установку блочную сепарационную УБС 6300/6, где происходит отделение газовой фазы от жидкости (дополнительное отделение капельной жидкости от га-

за происходит в каплеотбойнике, смонтированном в верхней части УБС 6300/6). Регулировка уровня жидкости в УБС-6300/3 производится в автоматическом режиме. Показания с уровнемера Rosemount (LIA8.1) поступает на контроллер, который подает команду на закрытие или открытие УЭРВ (устройство электроисполнительное регулирующие взрывозащищенное). Уровень жидкости выдерживается в заданных параметрах ( $\min=730\text{мм}$ ,  $\max=1460\text{мм}$ ).

Водонефтяная эмульсия отводится с нижней части УБС-6300/6 через ЗКЛ №№14,20,25,26 (при работе с УЭРВ через ЗКЛ №№13,14,15,16,20,25,26) (при этом ЗКЛ №19 закрыта на прием насосов внешней перекачки, открывается при переходе в режим ДНС) жидкость поступает на вход УСТН-1 (УСТН-2) под давлением 1-1,5 кгс/см<sup>2</sup>, где происходит отделение остаточного газа от жидкости (вторая ступень сепарации).

Дренирование УБС-6300/6 производится в ЕП-1 через ЗКЛ №2д, УСТН-1 и УСТН-2 – через ЗКЛ №4д,5д соответственно. Откачка ЕП-1 производится через ЗКЛ №24 путем включения вручную насоса НВ 50/50, на прием насосов Н-1,Н-2 или через ЗКЛ №23 на вход УСТН-1, УСТН-2.

Жидкость после второй ступени сепарации через ЗКЛ №27 (№29) с УСТН-1 (УСТН-2) под давлением до 0,5-1 кгс/см<sup>2</sup> поступает через ЗКЛ №31 (33) в РВС-1000 №1, в котором происходит отделение воды за счет гравитационного отстоя. Замер межфазного уровня и уровня разлива происходит с помощью уровнемера Rosemount (LIA8.3(8.4)) РВС – 1000 №1 (2). Подтоварная вода с РВС - 1000 №1 самотеком через ЗКЛ №№201,202 поступает в РВС-1000 №2, откуда поступает по трубопроводу через ЗКЛ №203 на БКНС-12. Нефтяная пленка накопленная в РВС-1000№2 откачивается через ЗКЛ №34, далее через ЗКЛ №39, 41, (43) поступает под давлением 0,2 – 1,2 кгс/см<sup>2</sup> РГ1.28 (РГ 1.32); РТ 3.9, (РТ 3.11) на прием насоса ЦНС 38x132 №1 (№2) и откачивается через СИКНС УПСВ-3 на УПН С месторождения, НПС F, УПСВ-2 (в зависимости от режима работы).

Нефть, с остаточным содержанием воды с уровня высотой 8 метров через ЗКЛ №№39,41,(43) поступает под давлением 0,2 – 1,2 кгс/см<sup>2</sup> РГ 1.28 (РГ 1.32); РТ 3.9, (РТ 3.11) на прием насоса ЦНС 38x132 №1 (№2). Нефть с нагнетания агрегата - ЗКЛ №№40,(42),46, под давлением 9 – 16 кгс/см<sup>2</sup> (при работе ЧРП 2,5-16 кгс/см<sup>2</sup>) (РГ 1.26, 1.29, 1; РТ 3.8, 3.10) подается на СИКНС через ЗКЛ №47-на I линию (FWT19.1) (ЗКЛ №48-на II линию (FWT19.2), при этом ШК №№49,50 закрыты (переход на контрольную линию (FWT 19.3) при проведении КМХ (контроль метрологических характеристик). Затем через ЗКЛ №№52,(51),56 в БИК (блок измерения показаний качества нефти), далее через ЗКЛ №№57,60,61 на нефтепровод «УПСВ-3 – УПН «С» н.м.р.» (возможен вариант подачи нефти в напорный нефтепровод «УПСВ-3 – УПСВ-2 «Х» н.м.р.). Возможен вариант откачки минуя СИКНС через ЗКЛ №59 (при этом ЗКЛ №№47,48 закрыты). К СИКНС возможно подключение ПУ (поверочное устройство) через ЗКЛ №№54,55 для проверки.

Дренирование оборудования насосного блока происходит через ШК №№16д,18д,15д, (20д, 21д, 15д). Утечки с торцевых уплотнений насосных агрегатов дренируются в ЕП-1 через ШК №№19д,15д,(22д,22д). СИКНС дренируется в ЕП-1 через ЗКЛ №28д с ИЛ № 1, через ШК №27д с фильтра ИЛ №1, через ЗКЛ №29д с ИЛ№2, ШК №26д с фильтра ИЛ№2, через ШК №№30д,31д с ИЛ (Контрольной). БИК дренируется в ЕП-1 через ШК №№33д,34д

С верхней части УБС 6300/6 попутный нефтяной газ через ЗКЛ №№104,105 под давлением 1,5-5 кгс/см<sup>2</sup> поступает в газовый сепаратор СВГ, где происходит отделение капельной жидкости содержащейся в попутном газе (жидкость сконденсировавшаяся в СВГ дренируется в ЕП-1 через ЗКЛ №3д). Газ с верхней части газового сепаратора СВГ по давлением 2,0 – 5,0 кгс/см<sup>2</sup> (РГ 1.19) через ЗКЛ №110 подается на ГТЭС проходя СИКГ (FT11.1) через ЗКЛ №115, ЗКЛ №117 (байпасная ЗКЛ №116 закрыта), либо через ЗКЛ №111 в расширительную камеру газопровода «Газ на факел высокого давления», где за счет увеличения объема и уменьшения давления потока газа

происходит осаждение остаточной капельной жидкости, которая через ЗКЛ №8д отводится в ЕП-2, и на СИКГ (FT11.2) через ЗКЛ №№113,114 (байпасная ЗКЛ №112 закрыта) остаточный газ сжигается на ФВД. Откачка ЕП-2 производится через ЗКЛ №22 путем включения вручную насоса НВ 50/50, на прием насосов Н-1,Н-2 или через ЗКЛ №21 на вход УСТН-1, УСТН-2.

С верхней части УСТН-1 (УСТН-2) газ второй степени сепарации через ЗКЛ №118 (ЗКЛ №119) поступает под давлением 0-0,5 кгс/см<sup>2</sup> (PG1.20,1.21,1.22,1.23) через фильтр-каплеотделитель на СИКГ ФНД (FT11.3), пройдя через ЗКЛ №№121,122 (байпасная линия ЗКЛ №120 закрыта) сжигается на факеле низкого давления. Фильтр-каплеотделитель дренируется через вентили №6д,7д в переносную емкость с последующем сливом в ЕП-1.

Описание работы СИКГ прописано в инструкции по эксплуатации СИКГ УПСВ-3. Подробное описание работы СИКНС прописано в инструкции по эксплуатации СИКНС УПСВ-3.

### **2.1.2 Работа в режиме ДНС (в работе УБС-6300/6, НГС-25 в резерве)**

Водонефтяная газосодержащая эмульсия в объеме от 6150 м<sup>3</sup>/сут до 6830 м<sup>3</sup>/сут с температурой от 40°С до 50°С с кустов №№19,20,21,22,24,25,26,27,28,32,38,323 X, куста №6 Е площадь X месторождения через ЗКЛ №№62,63,64,65,67 поступает на гребенку УПСВ (при этом ЗКЛ №68 закрыта) и далее, через ЗКЛ №№1,3,4 с рабочим давлением (PG 1.3,1.4) 1,5-5,0 кгс/см<sup>2</sup> подается на первую ступень сепарации в УБС-6300.

Нефтегазосодержащая жидкость с входной гребенки под давление 1,5-5 кгс/см<sup>2</sup> подается в установку блочную сепарационную УБС 6300/6, где происходит отделение газовой фазы от жидкости (дополнительное отделение капельной жидкости от газа происходит в каплеотбойнике, смонтированном в верхней части УБС 6300/6). Регулировка уровня жидкости в УБС-6300/3 производится в автоматическом режиме. Показания с уровнемера Rosemount

(ЛИА 8.1) поступает на контроллер, который подает команду на закрытие или открытие УЭРВ (устройство электроисполнительное регулирующие взрывозащищенное). Уровень жидкости выдерживается в заданных параметрах ( $\min=730\text{мм}$ ,  $\max=1460\text{мм}$ ) с максимальным рабочим давлением  $5 \text{ кгс/см}^2$  (РТ 3.1).

Водонефтяная эмульсия отводится с нижней части УБС-6300/6 через ЗКЛ №№14,20,25,26 (при работе с УЭРВ через ЗКЛ №№13,14,15,16,20,25,26), при этом ЗКЛ №20 закрыта, открывается при переходе на основную схему работы. Жидкость насосами внешней перекачки перекачивается через СИКНС ЗКЛ №№47,52, 56,57,60 ИЛ №1 (FT19.1) и ЗКЛ №№47,52,56,57,60 ИЛ №2 (FT19.2) открыты (при этом ЗКЛ №59 закрыта).

С верхней части УБС 6300/6 попутный нефтяной газ через ЗКЛ №№104,105 под давлением  $1,5-5 \text{ кгс/см}^2$  поступает в газовый сепаратор СВГ, где происходит отделение капельной жидкости содержащейся в попутном газе (жидкость сконденсировавшаяся в СВГ дренируется в ЕП-1 через ЗКЛ №3д). Газ с верхней части газового сепаратора СВГ по давлением  $2,0 - 5,0 \text{ кгс/см}^2$  (PG 1.19) через ЗКЛ №110 подается на ГТЭС проходя СИКГ (FT 11.1) через ЗКЛ №№115,117 (байпасная ЗКЛ №116 закрыта), либо через ЗКЛ №111 в расширительную камеру газопровода «Газ на факел высокого давления», где за счет увеличения объема и уменьшения давления потока газа происходит осаждение остаточной капельной жидкости, которая через ЗКЛ №8д отводится в ЕП-2, и на СИКГ (FT 11.2) через ЗКЛ №№113,114 (байпасная ЗКЛ №112 закрыта) остаточный газ сжигается на ФВД. Откачка ЕП-2 производится через ЗКЛ №22 путем включения вручную насоса НВ 50/50, на прием насосов Н-1,Н-2.

### **3 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ**

Целью исследования в выпускной квалификационной работе является поиск оптимальной технологии подготовки нефти на X месторождении, которая бы обеспечивала высокую эффективность и производительность с учетом состава исходного продукта скважин месторождения.

В существующей схеме подготовки скважинной продукции на месторождении используется двухфазный сепаратор, который в целях повышения эффективности процессов подготовки предлагается заменить на трехфазный сепаратор.

Трехфазные сепараторы используются в процессах подготовки нефти для ее отделения от газа и остаточной воды. Использование таких аппаратов позволяет получить практически обезвоженную нефть.

В рамках модернизации возможна как замена действующих аппаратов, так и их реконструкция.

Сравнение эффективности произведем с помощью моделирования работы сепараторов в программном пакете UnisimDesign.

Пакет UnisimDesignSuite фирмы Honeywell позволяет моделировать процессы добычи и промысловой подготовки нефти и газа, процессы нефте-, газопереработки и нефтехимии. Имеется возможность создания статических и динамических моделей технологических объектов. Модель технологического процесса составляется из моделей библиотеки технологических объектов, параметры которых задаются на основе нормативно-справочной информации технологических установок. Кроме технологических объектов возможно моделирование и системы автоматизации. Имеющиеся модели апробированы и широко используются в промышленности отдельно или как составная часть компьютерных тренажеров для моделирования сценариев «что - если» технологического процесса, позволяя в зависимости от различных производственных целей и условий, обосновывать выбор наиболее эффективных режимов работы, оценивать влияние свойств сырья, остановок или изменений режимов работы оборудования в штатных и нештатных ситуациях.



### 3.1 Технология сепарации нефти

С ростом времени эксплуатации месторождения растет обводненность скважинной продукции. Перед тем, как нефть попадет на ЦППН основную массу воды из нефти необходимо удалить, так как подогрев обводненной нефти приводит к перерасходу ресурсов.

Предварительный сброс пластовой воды проводится в сепараторах, аппаратах для разделения смеси в зависимости от плотности.

Трехфазные сепараторы имеют большую производительность в сравнении с двухфазными. Принцип работы трехфазного сепаратора основан на центробежной и гравитационной силах. Сначала происходит центробежное разделение потока с последующим разделением по плотности за счет различной скорости осаждения легкой и тяжелой фракций.

Внешне трехфазные сепараторы представляют собой цилиндрические аппараты. Принцип работы сепаратора представлен на рисунке 3.1. Через входной патрубок исходная смесь поступает в аппарат, далее проходит по насадке где скорость движения смеси увеличивается и происходит отделение капель воды, после чего нефть продвигается в нефтесборник и через соответствующих патрубков выводится из аппарата.

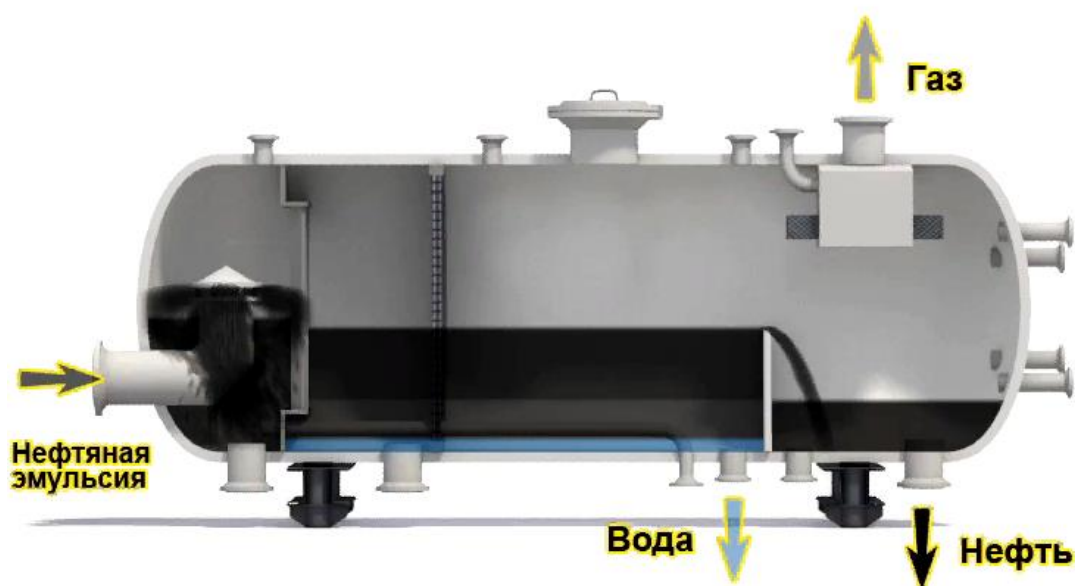
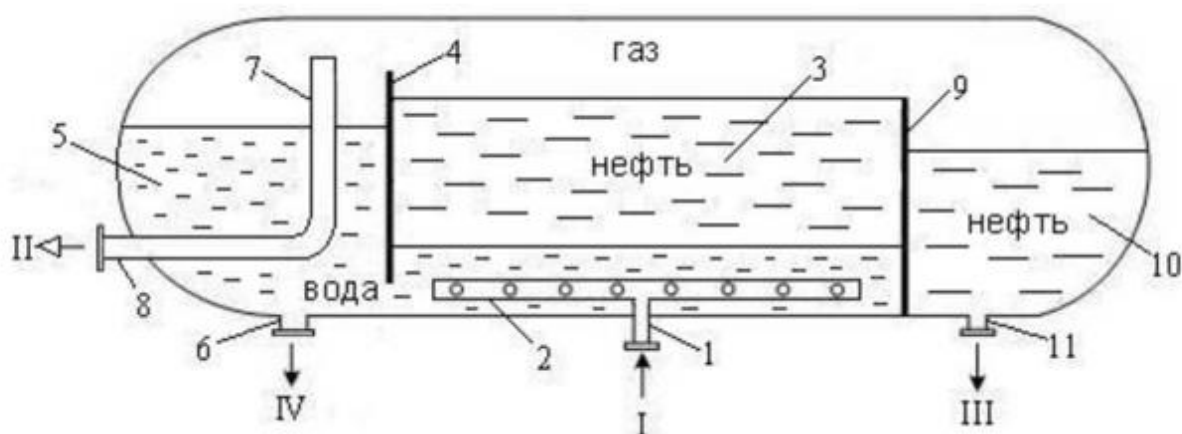


Рисунок 3.1 - Схема работы трёхфазного сепаратора

Сепараторы устанавливаются в технологических линиях подготовки нефти до ее нагрева. Аппараты оснащены системой КИПиА. Схематическое изображение потоков продуктов и исходной смеси происходящих в аппарате представлены на рис. 3.2 на примере трехфазного сепаратора типа БАС (блочная сепарационная установка).

В аппарат поступает смешанная с деэмульгатором скважинная продукция через штуцер 1 и коллектор 2, после чего она поступает в сепарационный отсек 3, где с помощью гравитационного осаждения происходит разделение смеси на газ, воду и нефть. Самая тяжелая фракция, в данном случае вода опускается на дно аппарата в отсеке 3, где сквозь перегородку 4 перетекает в 5 отсек и выводится из сепаратора через штуцер 6.

Газ, как самый легкий компонент разделяемой смеси поднимается в верхнюю часть аппарата и выводится через патрубок 8. Продукт с промежуточным значением плотности (в данном случае нефть) накапливается в верхней части отсека 3, где через перегородку 9 поступает в отсек 10 и выводится через штуцер 11.



*Смесь нефти, газа и воды – I; газ – II; нефть – III; вода - IV; штуцер ввода сырья – 1; распределительный коллектор – 2; сепарационный блок – 3; перегородки – 4 и 9; водяной отсек – 5; штуцер отвода пластовой воды – 6; газоотводная линия – 7; штуцер отвода газа – 8; нефтяной отсек – 10; штуцер отвода нефти - 11*

### Рисунок 3.2 - Схема трёхфазного сепаратора

Производительность подобного аппарата составляет 2,5 тыс м<sup>3</sup> в сутки. Разработаны и другие варианты конструкции аппаратов, но принцип действия всех модификаций значительно не отличается.

### 3.2 Разработка модели сепаратора в UnisimDesign

Замена сепаратора в текущей технологической схеме подготовки нефти на Полуденном месторождении теоретически может снизить нагрузку на РВС за счет сброса пластовой воды.

Для моделирования работы аппаратов необходимо задать исходные условия, которые представляют собой базовые данные по составу и плотности фракций. Форма ввода исходных данных в представлена в табл. 3.1.

Таблица 3.1 – Исходные данные по составу смеси поступающей на сепарирование

Assay Percent	Mole Wt.	Assay Percent	Temperature И	Assay Percent	Density Ika/m31
0,0000	<empty>	0,0000	10,00	0,0000	< empty >
4,390	67,00	4,390	70,00	4,390	660,5
9,300	92,00	9,300	100,0	9,300	724,6
13,31	110,0	13,31	120,0	13,31	735,5
16, <i>n</i>	117,0	16,77	150,0	16,77	764,6
20,44	129,0	20,44	170,0	20,44	775,2
24,24	144,0	24,24	190,0	24,24	788,8
27,36	157,0	27,36	210,0	27,36	809,8
31,50	176,0	31,50	230,0	31,50	820,1
36,45	190,0	36,45	250,0	36,45	833,8
39,87	208,0	39,87	270,0	39,87	843,3
42,09	221,0	42,09	290,0	42,09	849,0

48,58	242,0	48,58	320,0	48,58	854,8
55,75	277,0	55,75	350,0	0,0000	< empty >
100,0	421,0	100,0	474,0	4,390	660,5
0,0000	<empty>	0,0000	10,00	9,300	724,6

Графическое изображение кривой ИТК рассчитанной по параметрам табл. 3.1 представлена на рисунке 3.3.

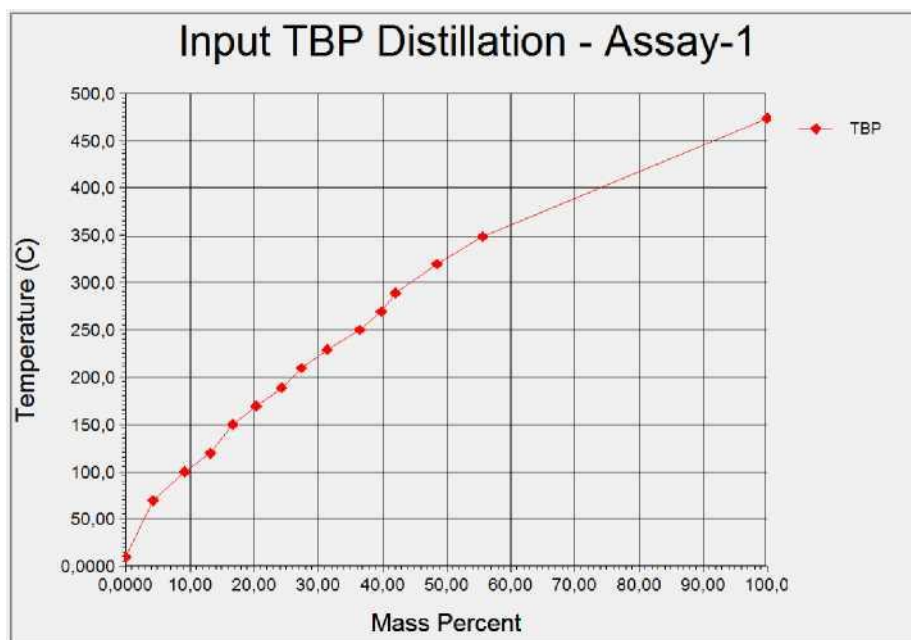


Рисунок 3.3 - Рассчитанная кривая ИТК

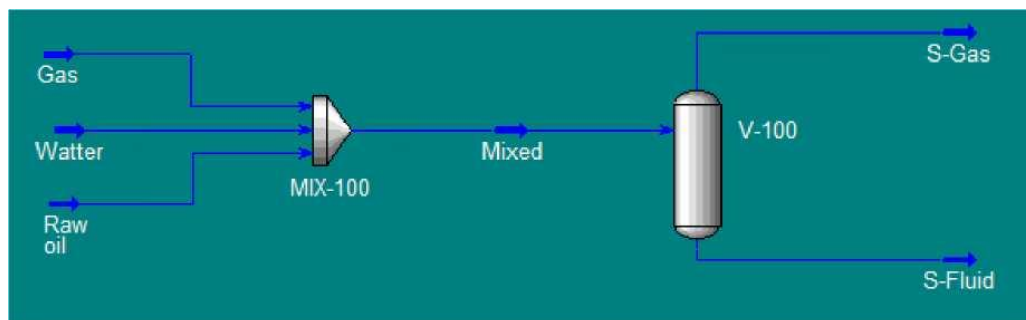
Состав потока, поступающего на разделение представлен в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Состав сепарируемого потока

	MassFlows
H <sub>2</sub> O	2,0791 e+005
Methane	2,4575e+ 006
NBP[0]17*	448,77
NBP[0]31*	374,31
NBP[0]46*	437,07
NBP[0]61*	657,63
NBP[0]75*	811,50
NBP[0]90*	1160,3
NBP[0]103*	1434,6
NBP[0]117*	1013,8
NBP[0]132*	798,94
NBP[0]147*	872,26

NBP[0]162*	1171,4
NBP[0]175*	1292,8
NBP[0]189*	1118,2
NBP[0]204*	1074,9
NBP[0]219*	1323,2
NBP[0]233*	1636,9
NBP[0]247*	1493,4
NBP[0]261*	1055,7
NBP[0]276*	818,85
NBP[0]290*	863,22
MBP[0]306*	1311,5
NBP[0]319*	1751,9
NBP[0]333*	1579,0
NBP[0]348*	1647,9
NBP[0]362*	1747,1
NBP[0]377*	1858,8
NBP[0]391*	1989,4
NBP[0]406*	2144,3
NBP[0]420*	2331,4
NBP[0]439*	4335,0
NBP[0]463*	5278,9

На рис. 3.4 представлена полученная модель при работе двухфазного сепаратора, сам сепаратор представлен на рис. 3.5. Модель трехфазного сепаратора и его работы представлены на рис. 3.6 и 3.7 соответственно.



*S-Gas*- газовая фаза сепаратора; *S-Fluid*- смесь жидкостей различной плотности (нефть + вода)

Рисунок 3.4 – Модель разделения нефти при использовании двухфазного сепаратора (текущие условия работы установки)

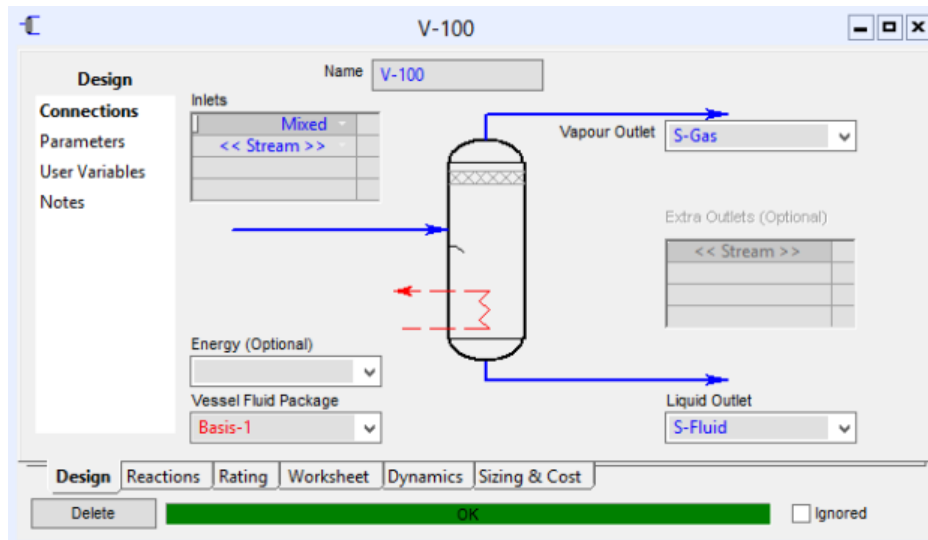


Рисунок 3.5 – Модель работы двухфазного сепаратора

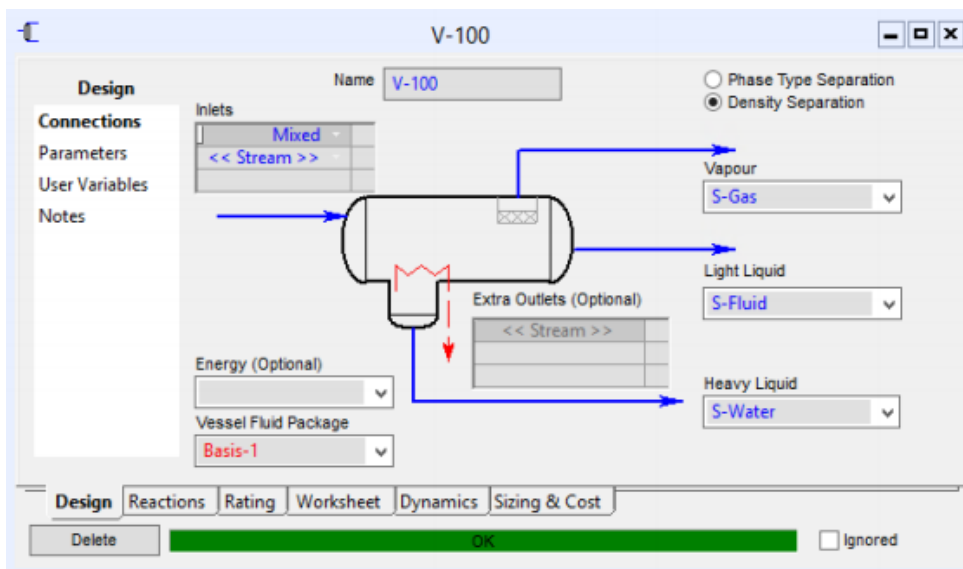
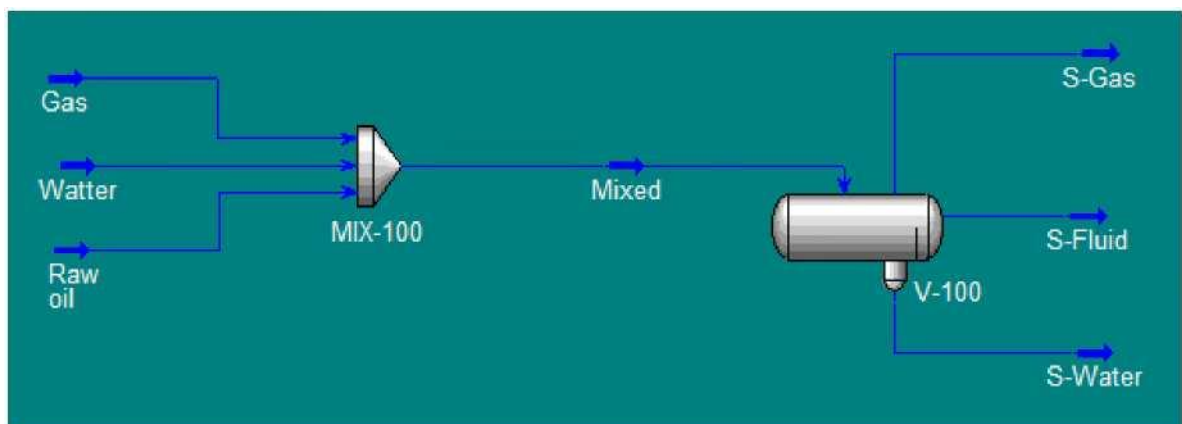


Рисунок 3.6 – Модель трехфазного сепаратора



*S-Gas*- газовая фаза сепаратора; *S-Fluid*- смесь жидкостей различной плотности (нефть + вода)

Рисунок 3.7 – Модель разделения нефти при использовании двухфазного сепаратора (текущие условия работы установки)

### 3.3 Анализ полученных результатов

Потоки двухфазного сепаратора полученные в результате моделирования представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Потоки двухфазного сепаратора

Компонент	S-Gas	S-Water
	MassFlows	MassFlows
H <sub>2</sub> O	35117	1,7280e+005
Methane	2.4575e+006	16,379
NBP[0]17*	447,65	1,1227
NBP[0]31*	372,78	1,5305
NBP[0]46*	434,02	3,0451
NBP[0]61*	649,58	8,0434
NBP[0]75*	794,31	17,191
NBP[0]90*	1114,9	45,329
NBP[0]103*	1338,1	96,420
NBP[0]117*	892,32	121,52
NBP[0]132*	626,91	172,03
NBP[0]147*	557,19	315,07
NBP[0]162*	537,55	633,88
NBP[0]175*	384,54	908,28
NBP[0]189*	185,15	933,09
NBP[0]204*	84,302	990,56
NBP[0]219*	46,433	1276.7
NBP[0]233*	25,298	1611.6
NBP[0]247*	9,9972	1483.4
NBP[0]261*	2,8011	1052.9
NBP[0]276*	0,78163	818.07
NBP[0]290*	0,29434	862.92
MBP[0]306*	0,14433	1311.4
NBP[0]319*	6.8831e-002	1751.8
NBP[0]333*	1.9438e-002	1579.0
NBP[0]348*	5.9808e-003	1647.9
NBP[0]362*	1.7990e-003	1747.1
NBP[0]377*	5.1245e-004	1858.8

NBP[0]391*	1.4395e-004	1989.4
NBP[0]406*	3.8622e-005	2144.3
NBP[0]420*	9.9547e-006	2331.4
NBP[0]439*	2.4993e-006	4335.0
NBP[0]463*	2.3793e-007	5278.9
	2501073.74568 kg/h	210140.15443 kg/h

Как видно из таблицы 3.2 в двухфазном сепараторе происходит отделение практически всего метана и полученный газ содержит только следы нефти и воды. Второй поток представлен смесью воды и нефти.

Потоки трехфазного сепаратора представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Состав потоков трехфазного сепаратора

	MassFlows	MassFlows	MassFlows
H <sub>2</sub> O	35117	0.57696	1,7280e+005
Methane	2,4575e+006	16,379	3,3095e-004
NBP[0]17*	447.65	1,1227	1,6001e-013
NBP[0]31*	372.78	1,5305	3,7755e-020'
NBP[0]46*	434,02	3,0451	1,3008e-021
NBP[0]61*	649,58	3,0434	2,6224e-022
NBP[0]75*	794,31	17,191	1,3691e-022
NBP[0]90*	1114,9	45,329	1,4301e-022
NBP[0]103*	1333,1	96,420	1,0470e-022
NBP[0]117*	392,32	121,52	5,3202e-024
NBP[0]132*	626,91	172,03	7,2960'6-026
NBP[0]147*	557,19	315,07	1,1920e-027
NBP[0]162*	537,55	633,33	2,0721 e- 029
NBP[0]175*	334,54	903,23	1,9374e-031
NBP[0]189*	135,15	933,09	1,5033e-033
NBP[0]204*	34,302	990,56	1.4390e-035
NBP[0]219*	46,433	1276,7	1,0768e-037
NBP[0]233*	25,293	1611,6	4.1225e-040
NBP[0]247*	9,9972	1433,4	1,0063e-042
NBP[0]261*	2,3011	1052,9	3,3270e-046
NBP[0]276*	0,73163	313,07	1.4126e-049
NBP[0]290*	0,29434	362,92	1.3930e-053
MBP[0]306*	0,14433	1311.4	4,4395 e-053
NBP[0]319*	6,8831e-002	1751,3	7,3316e-062
NBP[0]333*	1,9438e-002	1579,0	3,2370e-066
NBP[0]348*	5,9308e-003	1647,9	1,1662e-070'
NBP[0]362*	1,7990e-003	1747,1	5,1706e-075



NBP[0]377*	5,1245e-004	1353,3	2,4176e-079
NBP[0]391*	1.4395e-004	1939,4	1,2 065 e-033
NBP[0]406*	3,8622e-005	2144,3	6,2339e-033
NBP[0]420*	9,9547e-006	2331.4	2,3792e-092
NBP[0]439*	2,4993e-006	4335,0	2,7319e-095
NBP[0]463*	2,3793e-007	5273,9	3,3268e-095
	2501073,74558kg/h	37344,73420 kg/h	172795,42034 kg/h

В трехфазном отделении происходит практически полное отделение воды, на выходе имеется обезвоженная нефть, вода и газ.

Анализируя полученные результаты можно сделать вывод, что использование трехфазного сепаратора позволяет практически полностью обезвожить нефть, что делает технологическую схему с установленным трехфазным сепаратором более эффективной в сравнении с существующей.

Так при использовании двухфазного сепаратора на выходе из аппарата получается продукт в виде смеси нефти и воды в количестве 210,1 т/ч, а при использовании трехфазного сепаратора на выходе из аппарата могут быть получены отдельные потоки нефти и воды в количестве 37,3 и 172,8 т/ч соответственно, что в сумме составляет такое же количество, как и продуктовой смеси в двухфазном сепараторе.

Таким образом, использование трехфазного сепаратора позволит удалить из скважинной продукции X месторождения до 4147,2 т/сутки пластовой воды.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСО-  
СБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б73Т	Дубов Д.В.

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<i>Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами.</i>
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общая система налогообложения

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Предпроектный анализ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Планирование работ в рамках НИ, разработка диаграммы Ганта, Формирование бюджета затрат проведения работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Формирование бюджета затрат проведения работ

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. График реализации проекта
2. Структура капитальных вложений

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	канд.экон.наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б73Т	Дубов Д.В.		

## **4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

### **4.1 Предпроектный анализ**

Экономическая оценка вариантов разработки X месторождения проведена с целью выбора наиболее эффективной системы разработки.

Технико-экономический анализ проектных решений разработки X месторождения проведен отдельно по площадям разработки: по двум технологическим вариантам по X площади, по двум вариантам по X и по одному варианту по D площади.

#### **X площадь**

Вариант 1. Предполагает продолжение разработки месторождения сложившимся фондом без бурения проектных скважин и без проведения геолого-технологических мероприятий.

Вариант 2. Данный вариант предусматривает разработку залежи по трехрядной системе с расстоянием между скважинами и рядами скважин 500 м. Всего бурится 82 скважины, из которых 61 добывающих (49 скважин на АВ13, 10 скважин на АВ2, 2 скважины на Ю1; в зонах толщин выше трех метров рекомендуется пробурить скважины с горизонтальным окончанием длиной 200 м – 3 ед. на объект АВ13 и 3 ед. на объект АВ2) и 21 нагнетательная скважина на объект АВ13, 5 из которых с отработкой на нефть, на 7 скважинах проводится ГРП. Дополнительно к бурению предусматривается обширная программа проведения ГТМ.

Накопленная добыча нефти за расчетный период разработки – 42 года (2008 – 2049 гг.) составляет 11029.7 тыс.т.

#### **X площадь**

Вариант 1. Разработка месторождения продолжается по сложившейся системе, без дополнительных капитальных вложений. Расчетный срок составил 24 года (2008 – 2031 гг.) накопленная добыча нефти – 88.7 тыс.т.

Вариант 2. Предусматривает бурение 42 проектных скважин, из которых 23 добывающих (в том числе 3 горизонтальных скважины с длинного горизонтального ствола 300 м.) и 19 нагнетательных в отработке на нефть, на 4 скважинах проводится ГРП. Разбуривание залежи начинается с 2012 г.

Дополнительно к бурению предусматривается проведение ГТМ. Накопленная добыча нефти за расчетный период разработки – 25 лет (2008 – 2032 гг.) составляет 1772.6 тыс.т.

### **Д площадь**

Вариант 2. Предусматривает разработку залежи по пятиточечной системе с расстоянием между скважинами и рядами скважин 400 м. Всего бурится 11 проектных скважин, из которых 5 добывающих и 6 нагнетательных в отработке на нефть. В четырех добывающих скважинах планируется осуществлять совместно-раздельную добычу из продуктивных пластов АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> и Ю<sub>1</sub>, в трех нагнетательных совместно-раздельную закачку. Накопленная добыча нефти за расчетный период разработки – 23 года (2011 – 2030 гг.) составляет 532.2 тыс.т.

Добываемый попутный газ на X месторождении с площадки УПСВ-3 транспортируется по существующему газопроводу (ГП) на газотурбинную электростанцию (ГТЭС), которая размещена близ площадки УПСВ-2. ПНГ УПСВ-2 также подаётся на ГТЭС и используется для отопления вахтового посёлка на котельной. С учетом технологических потерь текущий уровень утилизации газа на месторождении составляет около 83 %.

Показатели, характеризующие эффективность разработки X месторождения определены при условии сбыта 100 % добываемой продукции на внутреннем рынке в условиях действующей налоговой системы. Финансирование проекта предполагается за счет собственных средств недропользователя.

## 4.2 Разработка графика проведения научного исследования

Для расчета длительности работ в календарных днях, используется формула:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}},$$

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

$T_{pi}$  – продолжительность  $i$ -ой работы, раб. дней;

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

Коэффициент календарности определяется по формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}},$$

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

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

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

Округлим до целого числа количество календарных дней по каждой работе  $T_{ki}$  и сведем рассчитанные значения в одну таблицу (таблица 4.8).

В качестве примера расчета рассмотрим руководителя (6 дневная рабочая неделя) – составление и утверждение технического задания:

$$t_{\text{ож}} = \frac{3 \cdot t_{\text{min}_i} + 2 \cdot t_{\text{max}_i}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 2}{5} = 1,4 \approx 2 \text{ чел} - \text{дней}$$

$$T_p = \frac{t_{\text{ож}}}{\text{Ч}} = \frac{2}{1} = 2 \text{ дня}$$

В 2021 году –  $T_{\text{кал}} = 365$  дней,  $T_{\text{вых}} = 66$  дней,

Подставим численные значения в формулу:

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

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 2 \cdot 1,22 = 2,44 \approx 3 \text{ дня}$$

Инженер (5 дневная рабочая неделя) – подбор и изучение материалов:

$$t_{\text{ож}} = \frac{3 \cdot t_{\text{min}_i} + 2 \cdot t_{\text{max}_i}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 2}{5} = 1,4 \approx 2 \text{ чел} - \text{дней}$$

$$T_p = \frac{t_{ож}}{Ч} = \frac{2}{1} = 2 \text{ дня}$$

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48$$

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 2 \cdot 1,48 = 2,96 \approx 3 \text{ дня}$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе, округляют до целого числа и заносят в таблицу.

Таблица 4.8 – Временные показатели проведения научной разработки

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, $T_{pi}$	Длительность работ в календарных днях, $T_{ki}$
	$t_{min}$ , человека дни	$t_{max}$ , человека дни	$t_{ож}$ , человека дни			
Календарное планирование работ по теме	3	6	4,3	Руководитель, Исполнитель	2	3
Составление и утверждение тех. задания	1	3	1,8	Руководитель	2	3
Подбор и изучение материалов по теме	10	15	12	Исполнитель	12	16
Согласование материалов по теме	5	8	6,2	Руководитель	6	8
Проведение теоретического анализа существующих технических решений	6	18	11,0	Исполнитель	10	13
Проведение теоретических расчетов и обоснование	3	12	6,6	Исполнитель	7	9
Оценка результатов исследования	3	5	3,8	Руководитель, Исполнитель	2	3
Составление пояснительной записки	7	16	11,4	Руководитель, Исполнитель	6	8

На основе таблицы 4.8 строим план график, представленный в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Календарный план график проведения НИР по теме

№	Вид работ	Исполнители	$T_{ki}$ , кал. дни	Продолжительность выполнения работ													
				Фев.		Март		Апрель		Май							
1	Составление и утверждение тех. задания	Р	3														
2	Подбор и изучение материалов по теме	И	18														
3	Согласование материалов по теме	Р	9														
4	Календарное планирование работ по теме	Р, И	3														
5	Проведение теоретического анализа существующих технических решений	И	15														
6	Проведение теоретических расчетов и обоснование	И	10														
7	Оценка результатов исследования	Р, И	8,9														
8	Составление пояснительной записки	Р, И	20														



- руководитель



- исполнитель

### 4.3 Бюджет выполнения работ

#### 4.3.1 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения работ

Таблица 4.11 – Расчет стоимости строительства наклонно-направленных скважин на X месторождении

Статьи затрат	Стоимость бурения, руб.			
	Добывающая наклонно-направленная на пласты А <sub>1</sub> , А <sub>2</sub> с ГРП	Наклонно-направленная на пласты А <sub>1</sub> , А <sub>2</sub>	Добывающая наклонно-направленная на пласт Ю <sub>1</sub>	Добывающая наклонно-направленная с одно-временно-раздельной эксплуатацией на А <sub>1</sub> и Ю <sub>1</sub>
1	2	3	4	5
Подготовительные работы	8 860 018	8 860 018	8 860 018	8 860 018
Вышкомонтажные работы	2 287 470	2 287 470	2 287 470	2 287 470
Бурение, крепление и освоение	33 421 988	33 421 988	53 260 576	53 260 576
в том числе ГРП	6 345 000			
Глубина скважины	1800	1800	2800	2800
ВСЕГО:	50 914 476	44 569 476	64 408 063	64 408 063
<b>ИТОГО:</b>	<b>224 300 078</b>			

Таблица 4.12 - Расчет стоимости строительства горизонтальных скважин на X месторождении

Статьи затрат	Горизонтальные скважины с горизонтальным участком 200м на пласты А <sub>1</sub> , А <sub>2</sub>	Горизонтальные скважины с горизонтальным участком 300м на пласты А <sub>1</sub> , А <sub>2</sub>
1	2	3
Подготовительные работы	8 860 018	8 860 018
Вышкомонтажные работы	2 287 470	2 109 556
Бурение, крепление и освоение	53 726 197	56 704 795
Глубина скважины	1800	1800
ВСЕГО:	64 873 685	67 674 368
<b>ИТОГО:</b>	<b>132 548053</b>	



Расчет капитальных вложений в объекты нефтепромыслового обустройства производился пообъектно, с учетом существующего обустройства, в разрезе следующих направлений:

- обустройство кустов;
- сбор и транспорт нефти и газа;
- электроснабжение и связь;
- заводнение нефтяных пластов;
- автодорожное строительство;
- площадочные объекты;
- прочие объекты и затраты.

В статье расходов сбор и транспорт нефти и газа учтены затраты на строительство и реконструкцию нефтесборных сетей.

В статье расходов заводнение нефтяных пластов учтены затраты на строительство БКНС, ЭЦН и реконструкцию водоводов высокого давления.

В статье расходов площадочные объекты учтены затраты на реконструкцию БКНС, компрессорной станции, коммерческого узла учета и прочие затраты.

Прочие капитальные вложения, рассчитываются в процентном отношении (10%) к сумме затрат на нефтепромысловое строительство, не учтенных в бизнес-плане компании.

Затраты на оборудование, не входящее в сметы строек рассчитаны исходя из необходимости замены каждые 5 лет быстро изнашивающегося оборудования, средняя стоимость оборудования 1.675 млн.руб. на 1 скважину действующего добывающего механизированного фонда. Затраты на капитальное строительство, в разработку месторождения отдельно по площадям представлены в таблице 4.5. Структура и динамика капитальных вложений представлены на рисунках 4.1 и 4.2.

Таблица 4.5 – Расчет капитальных вложений на разработку X месторождения

Показатели	Натураль- ные еди- ницы	Стои- мость на ед., млн. руб.	Стои- мость, млн. руб.
1	2	3	4
Капитальные вложения на освоение X площади			
Строительство скважин, скв.	82		4446.12
добывающих наклонно-направленных на пласт А <sub>1</sub> , А <sub>2</sub>	51	44.57	2273.04
добывающих наклонно-направленных на пласт Ю <sub>1</sub>	2	64.41	128.82
добывающих наклонно-направленных с ГРП на пласт А <sub>1</sub> , А <sub>2</sub>	7	50.91	356.40
добывающих горизонтальных на пласт А <sub>1</sub> , А <sub>2</sub>	6	64.87	389.24
нагнетательных наклонно-направленных	16	44.57	713.11
зарезка БС	12	30.20	362.39
зарезка БГС	6	37.19	223.12
Промысловое обустройство			2325.6
Обустройство кустов дополнительно предложенных в проекте, куст	9	125.19	1126.71
Обустройство кустов (расширение существующих), куст	1	39.53	39.53
Реконструкция нефтесборных сетей по бизнес плану, км.:	27.2	10.30	280.2
Строительство газопровода по бизнес плану, км	14	10.17	142.4
Строительство нефтесборных сетей дополнительно предложенных в проекте, км:			
Ø 159 мм	10.3	5.90	60.80
Реконструкция водоводов высокого давления по бизнес плану, км.:	9.9	9.68	95.88
Строительство напорных водоводов дополнительно предложенных в проекте, км:			
- высоконапорные внутрипромысловые водоводы Ø 168 мм	8.7	7.98	69.44
Площадные объекты по бизнес плану, шт.:			
РВС (на УПСВ)	1.0	1.07	1.07
Компрессорная станция	1.0	41.59	41.59
Реконструкция площадных объектов по бизнес плану, шт.:			
Реконструкция БКНС	1.0	41.95	41.95
Коммерческий узел учета нефти	1.0	9.32	9.32
Факельное хозяйство на УПСВ	1.0	22.88	22.88
Затраты на электроснабжение предусмотренные в бизнес плане, км.	1.0	7.70	7.70
Строительство ВЛ 6Кв дополнительно предложенных в проекте, км:			
ВЛ внутрипромысловые, 6 КВ по 2 линии	10.3	2.83	29.13
Дороги внутрипромысловые, км.	6.4	39.30	251.51
Внеплощадочные объекты по бизнес плану			105.54
Прочие капитальные вложения по бизнес плану			22.3
Прочие капитальные вложения дополнительно пред-			145.2

ложенные в проекте			
ОНСС по бизнес плану			524.13
ОНСС дополнительно предложенные в проекте			1259.21
Всего капитальных вложений по X площади			8722.6
Капитальные вложения на освоение X площади			
Геологоразведочные работы по бизнес плану			8.1
Строительство скважин, скв.	42		1996.81
добывающих наклонно-направленных	35	44.57	1559.93
добывающих наклонно-направленных с ГРП	4	50.91	203.66
добывающих горизонтальных	3	67.67	203.02
зарезка БС	1	30.20	30.20
Промысловое обустройство			1072.6
Обустройство кустов дополнительно предложенных в проекте, куст	4	125.37	501.48
Строительство нефтесборных сетей дополнительно предложенных в проекте, км:			
Ø 159 мм	9.5	5.90	56.08
Строительство напорных водоводов дополнительно предложенных в проекте, км:			
- высоконапорные внутрипромысловые водоводы Ø 168 мм	8.7	7.98	69.44
Строительство БКНС дополнительно предложенных в проекте, шт.	1.0	138.33	138.3
Строительство ЭЦН дополнительно предложенных в проекте, шт.	5.0	3.23	16.15
Площадные объекты по бизнес плану, шт.:			
Компрессорная станция	1.0	20.79	20.79
Затраты на электроснабжение предусмотренные в бизнес плане, км.	1.0	50.85	50.85
Строительство ВЛ 6Кв дополнительно предложенных в проекте, км:			
ВЛ внутрипромысловые, 6 КВ по 2 линии	9.5	2.83	26.87
Дороги внутрипромысловые, км.	4.9	39.30	192.57
Прочие капитальные вложения по бизнес плану			14.7
Прочие капитальные вложения дополнительно предложенные в проекте			101.5
ОНСС по бизнес плану			30.93
ОНСС дополнительно предложенные в проекте			175.12
Итого капитальных вложений по X площади			3399.7
Капитальные вложения на освоение D площади			
Строительство скважин, скв.	11		581.36
добывающих наклонно-направленных (по бизнес плану)	11	52.85	581.36
Промысловое обустройство			264.4
Обустройство кустов по бизнес плану, куст	1	135.89	135.9
Строительство нефтесборных сетей по бизнес плану, км.:	4.0	9.51	38.0
Затраты на электроснабжение предусмотренные в бизнес плане, км.	4.0	2.96	11.85
Дороги внутрипромысловые, км.	2.0	39.30	78.60
ОНСС по бизнес плану			53.54

ОНСС дополнительно предложенные в проекте			26.47
Все капитальных вложений по D площади			925.7
<b>Всего капитальных вложений по Полуденному месторождению</b>			<b>13048.06</b>

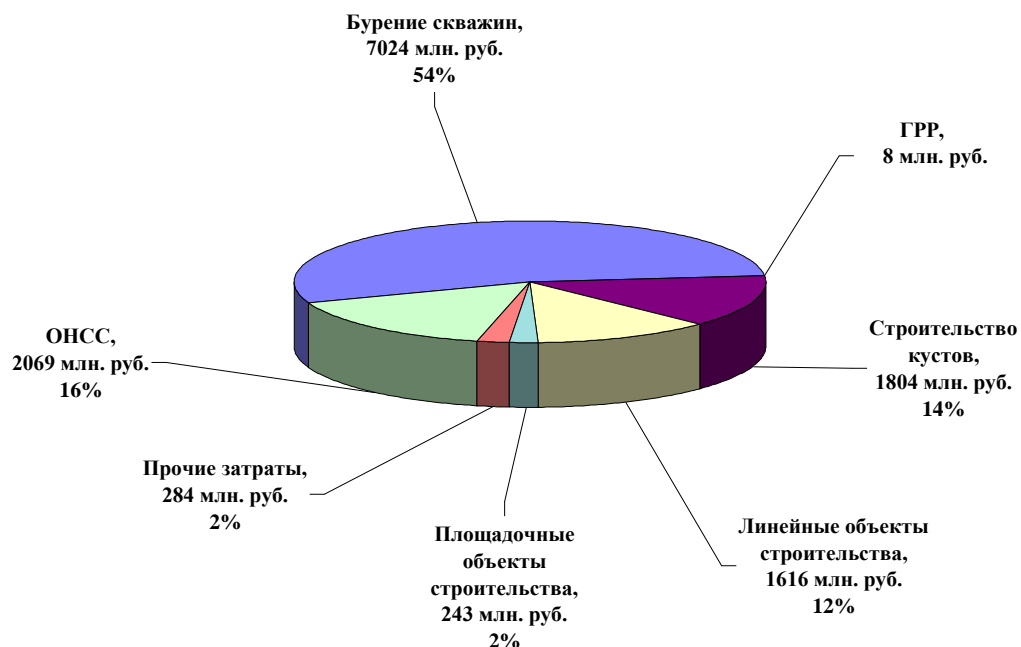


Рисунок 1 – Структура капитальных вложений при разработке X месторождения

### Вывод по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

В данном разделе оценены экономические аспекты исследуемой технологии изготовления детали:

1. Проведен технико-экономический анализ проектных решений X месторождения по площадям: по X площади, по X площади и по D площади.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б73Т	Дубов Дмитрий Вадимович

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

**Тема дипломной работы: «Поиск оптимальных технологий подготовки нефти на поздних стадиях разработки на примере X, X месторождения (Томская область)»**

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Алгоритм подбора оптимальной технологии многостадийного гидравлического разрыва пласта, проработка процесса проведения операции.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Производственная безопасность</b> 1.1. Анализ выявленных вредных факторов <ul style="list-style-type: none"> <li>• Природа воздействия</li> <li>• Действие на организм человека</li> <li>• Нормы воздействия и нормативные документы (для вредных факторов)</li> <li>• СИЗ коллективные и индивидуальные</li> </ul> 1.2. Анализ выявленных опасных факторов : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Термические источники опасности</li> <li>• Электробезопасность</li> <li>• Пожаробезопасности</li> </ul>	<b>Вредные факторы:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Нарушения микроклимата, оптимальные и допустимые параметры;</li> <li>• Шум, ПДУ, СКЗ, СИЗ;</li> <li>• Повышенный уровень электромагнитного излучения, ПДУ, СКЗ, СИЗ;</li> <li>• Наличие токсикантов, ПДК, класс опасности, СКЗ, СИЗ;</li> </ul> <b>Опасные факторы:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Электроопасность; класс электроопасности помещения, безопасные номиналы I, U, R<sub>заземления</sub>, СКЗ, СИЗ; Проведен расчет освещения рабочего места; представлен рисунок размещения светильников на потолке с размерами в системе СИ;</li> <li>• Пожароопасность, категория пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение и ограничение применения; Приведена схема эвакуации.</li> </ul>
<b>2. Экологическая безопасность:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Выбросы в окружающую среду</li> <li>• Решения по обеспечению экологической безопасности</li> </ul>	Наличие промышленных отходов (бумага-черновики, вторцвет- и чермет, пластмасса, перегоревшие люминесцентные лампы, оргтехника, обрезки монтажных проводов, бракованная строительная продукция) и способы их утилизации;

<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>• разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>• разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	<p>Рассмотрены 2 ситуации ЧС:</p> <p>1) природная – сильные морозы зимой, (аварии на электро-, тепло-коммуникациях, водоканале, транспорте);</p> <p>2) техногенная – несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (возможны проявления вандализма, диверсии, промышленного шпионажа), представлены мероприятия по обеспечению устойчивой работы производства в том и другом случае.</p>
<p><b>4. Перечень нормативно-технической документации.</b></p>	<p>– ГОСТы, СанПиНы, СНИПы</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	12.05.2021 г.
--	---------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Федорчук Ю.М.	д.т.н.		06.06.2021 г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Дубов Дмитрий Вадимович		06.06.2021 г.

**Задание согласовано (Дата)**

## 5. Социальная ответственность

### Введение:

Социальная ответственность - ответственность отдельного ученого и научного сообщества перед обществом. Первостепенное значение при этом имеет безопасность применения технологий, которые создаются на основе достижений науки, предотвращение или минимизация возможных негативных последствий их применения, обеспечение безопасного как для испытуемых, как и для окружающей среды проведения исследований.

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

### 5.1. Производственная безопасность

#### 5.1.1 Отклонение показателей микроклимата в помещении

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

Таблица 1 - Оптимальные нормы микроклимата

Период года	Температура воздуха, С°	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	19-23	40-60	0.1
Теплый	23-25		0.1

Таблица 2 - Допустимые нормы микроклимата

Период года	Температура воздуха, С°		Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
	Нижняя допустимая граница	Верхняя допустимая граница		
Холодный	15	24	20-80	<0.5
Теплый	22	28	20-80	<0.5

Температура в теплый период года 23-25°C, в холодный период года 19-23°C, относительная влажность воздуха 40-60%, скорость движения воздуха 0,1 м/с.

Общая площадь рабочего помещения составляет 42м<sup>2</sup>, объем составляет 147м<sup>3</sup>. По СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 санитарные нормы составляют 6,5 м<sup>2</sup> и 20 м<sup>3</sup> объема на одного человека. Исходя из приведенных выше данных, можно сказать, что количество рабочих мест соответствует размерам помещения по санитарным нормам.

После анализа габаритных размеров рассмотрим микроклимат в этой комнате. В качестве параметров микроклимата рассмотрим температуру, влажность воздуха, скорость ветра.

В помещении осуществляется естественная вентиляция посредством наличия легко открываемого оконного проема (форточки), а также дверного проема. По зоне действия такая вентиляция является общеобменной. Основным недостатком - приточный воздух поступает в помещение без предварительной очистки и нагревания. Согласно нормам СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 объем воздуха необходимый на одного человека в помещении без дополнительной вентиляции должен быть более 40м<sup>3</sup>[1]. В нашем случае объем воздуха на одного человека составляет 42 м<sup>3</sup>, из этого следует, что дополнительная вентиляция не требуется. Параметры микроклимата поддерживаются в холодное время года за счет систем водяного отопления с нагревом воды до 100°C, а в теплое время года – за счет кондиционирования, с параметрами согласно [2]. Нормируемые параметры микроклимата, ионного состава воздуха, содержания вредных веществ должны соответствовать требованиям [3].

### **5.1.2. Превышение уровней шума**

Одним из наиболее распространенных в производстве вредных факторов является шум. Он создается рабочим оборудованием, преобразователями напряжения, рабочими лампами дневного света, а также проникает снаружи. Шум вызывает головную боль, усталость, бессонницу или сонливость, ослабляет внимание, память ухудшается, реакция уменьшается.



Основным источником шума в комнате являются компьютерные охлаждающие вентиляторы и. Уровень шума варьируется от 35 до 42 дБА. Согласно СанПиН 2.2.2 / 2.4.1340-03, при выполнении основных работ на ПЭВМ уровень шума на рабочем месте не должен превышать 82 дБА [4].

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

Средства коллективной защиты:

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

Средства индивидуальной защиты;

1. применение спецодежды и защитных средств органов слуха: наушники, беруши, антифоны.

### **5.1.3.Повышенный уровень электромагнитных излучений**

Источником электромагнитных излучений в нашем случае являются дисплеи ПЭВМ. Монитор компьютера включает в себя излучения рентгеновской, ультрафиолетовой и инфракрасной области, а также широкий диапазон электромагнитных волн других частот. Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 напряженность электромагнитного поля по электрической составляющей на расстоянии 50 см вокруг ВДТ не должна превышать 25В/м в диапазоне от 5Гц до 2кГц, 2,5В/м в диапазоне от 2 до 400кГц [1]. Плотность магнитного потока не должна превышать в диапазоне от 5 Гц до 2 кГц 250нТл, и 25нТл в диапазоне от 2 до 400кГц. Поверхностный электростатический потенциал не должен превышать 500В [1]. В ходе работы использовалась ПЭВМ типа Acer VN7-791 со следующими характеристиками: напряженность электромагнит-

ного поля 2,5В/м; поверхностный потенциал составляет 450 В (основы противопожарной защиты предприятий ГОСТ 12.1.004 и ГОСТ 12.1.010 – 76.)[5].

При длительном постоянном воздействии электромагнитного поля (ЭМП) радиочастотного диапазона при работе на ПЭВМ у человеческого организма сердечно-сосудистые, респираторные и нервные расстройства, головные боли, усталость, ухудшение состояния здоровья, гипотония, изменения сердечной мышцы проводимости. Тепловой эффект ЭМП характеризуется увеличением температуры тела, локальным селективным нагревом тканей, органов, клеток за счет перехода ЭМП на теплую энергию.

Предельно допустимые уровни облучения (по *ОСТ 54 30013-83*):

а) до 10 мкВт/см<sup>2</sup> , время работы (8 часов);

б) от 10 до 100 мкВт/см<sup>2</sup> , время работы не более 2 часов;

в) от 100 до 1000 мкВт/см<sup>2</sup> , время работы не более 20 мин. при усло-

вии

пользования защитными очками;

г) для населения в целом ППМ не должен превышать 1 мкВт/см<sup>2</sup>.

Защита человека от опасного воздействия электромагнитного излучения осуществляется следующими способами:

#### СКЗ

1. защита временем;
2. защита расстоянием;
3. снижение интенсивности излучения непосредственно в самом источнике излучения;
4. экранирование источника;
5. защита рабочего места от излучения;

#### СИЗ

1. Очки и специальная одежда, выполненная из металлизированной ткани (кольчуга). При этом следует отметить, что использование СИЗ возможно при кратковременных работах и является мерой аварийного характера. Еже-

дневная защита обслуживающего персонала должна обеспечиваться другими средствами.

2. Вместо обычных стекол используют стекла, покрытые тонким слоем золота или диоксида олова ( $\text{SnO}_2$ ).

#### **5.1.4. Поражение электрическим током**

К опасным факторам можно отнести наличие в помещении большого количества аппаратуры, использующей однофазный электрический ток напряжением 220 В и частотой 50Гц. По опасности электропоражения комната относится к помещениям без повышенной опасности, так как отсутствует повышенная влажность, высокая температура, токопроводящая пыль и возможность одновременного сприкосновения токоведущих элементов с заземленными металлическими корпусами оборудования [6].

Лаборатория относится к помещению без повышенной опасности поражения электрическим током. Безопасными номиналами являются:  $I < 0,1$  А;  $U < (2-36)$  В;  $R_{\text{зазем}} < 4$  Ом. В помещении применяются следующие меры защиты от поражения электрическим током: недоступность токоведущих частей для случайного прикосновения, все токоведущие части изолированы и ограждены. Недоступность токоведущих частей достигается путем их надежной изоляции, применения защитных ограждений (кожухов, крышек, сеток и т.д.), расположения токоведущих частей на недоступной высоте.

Каждому необходимо знать меры медицинской помощи при поражении электрическим током. В любом рабочем помещении необходимо иметь медицинскую аптечку для оказания первой медицинской помощи.

Поражение электрическим током чаще всего наступает при небрежном обращении с приборами, при неисправности электроустановок или при их повреждении.

Для освобождения пострадавшего от токоведущих частей необходимо использовать непроводящие материалы. Если после освобождения пострадавшего из-под напряжения он не дышит, или дыхание слабое, необходимо

вызвать бригаду скорой медицинской помощи и оказать пострадавшему доврачебную медицинскую помощь:

- обеспечить доступ свежего воздуха (снять с пострадавшего стесняющую одежду, расстегнуть ворот);
- очистить дыхательные пути;
- приступить к искусственной вентиляции легких (искусственное дыхание);
- в случае необходимости приступить к непрямому массажу сердца.

Любой электроприбор должен быть немедленно обесточен в случае:

- возникновения угрозы жизни или здоровью человека;
- появления запаха, характерного для горячей изоляции или пластмассы;
- появления дыма или огня;
- появления искрения;
- обнаружения видимого повреждения силовых кабелей или коммутационных устройств.

Для защиты от поражения электрическим током используют СИЗ и СКЗ.

К средствам коллективной защиты от поражения электрическим током относятся:

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

Средства индивидуальной защиты:

1. Использование диэлектрических перчаток, изолирующих клещей и штанг, слесарных инструментов с изолированными рукоятками, указатели величины напряжения, калоши, боты, подставки и коврики.

### **5.1.5 Пожарная опасность**

По взрывопожарной и пожарной опасности помещения подразделяются на категории А, Б, В1-В4, Г и Д, а здания на категории А, Б, В, Г и Д.

Согласно НПБ 105-03 лаборатория относится к категории В– горючие и трудно горючие жидкости, твердые горючие и трудно горючие вещества и материалы, вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых находится, не относятся к категории наиболее опасных А или Б.

По степени огнестойкости данное помещение относится к 1-й степени огнестойкости по СНиП 2.01.02-85 (выполнено из кирпича, которое относится к трудностгораемым материалам).

Возникновение пожара при работе с электронной аппаратурой может быть по причинам как электрического, так и неэлектрического характера.

Причины возникновения пожара неэлектрического характера:

а) халатное неосторожное обращение с огнем (курение, оставленные без присмотра нагревательные приборы, использование открытого огня);

Причины возникновения пожара электрического характера: короткое замыкание, перегрузки по току, искрение и электрические дуги, статическое электричество и т. п.

Для локализации или ликвидации загорания на начальной стадии используются первичные средства пожаротушения. Первичные средства пожаротушения обычно применяют до прибытия пожарной команды.

Огнетушители водо-пенные (ОХВП-10) используют для тушения очагов пожара без наличия электроэнергии. Углекислотные (ОУ-2) и порошковые огнетушители предназначены для тушения электроустановок, находя-

щихся под напряжением до 1000В. Для тушения токоведущих частей и электроустановок применяется переносной порошковый огнетушитель, например ОП-5.

В общественных зданиях и сооружениях на каждом этаже должно размещаться не менее двух переносных огнетушителей. Огнетушители следует располагать на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1,35 м. Размещение первичных средств пожаротушения в коридорах, переходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей.

Для предупреждения пожара и взрыва необходимо предусмотреть:

1. специальные изолированные помещения для хранения и разлива легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ), оборудованные приточно-вытяжной вентиляцией во взрывобезопасном исполнении - соответствии с ГОСТ 12.4.021-75 и СНиП 2.04.05-86;

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

3. первичные средства пожаротушения на производственных участ-ках (передвижные углекислые огнетушители ГОСТ 9230-77, пенные огнетушители ТУ 22-4720-80, ящики с песком, войлок, кошма или асбестовое полот-но);

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

Лаборатория полностью соответствует требованиям пожарной без-опасности, а именно, наличие охранно-пожарной сигнализации, плана эвакуа-ции, изображенного на рисунке 1, порошковых огнетушителей с поверен-ным клеймом, табличек с указанием направления к запасному (эвакуацион-ному) выходу.

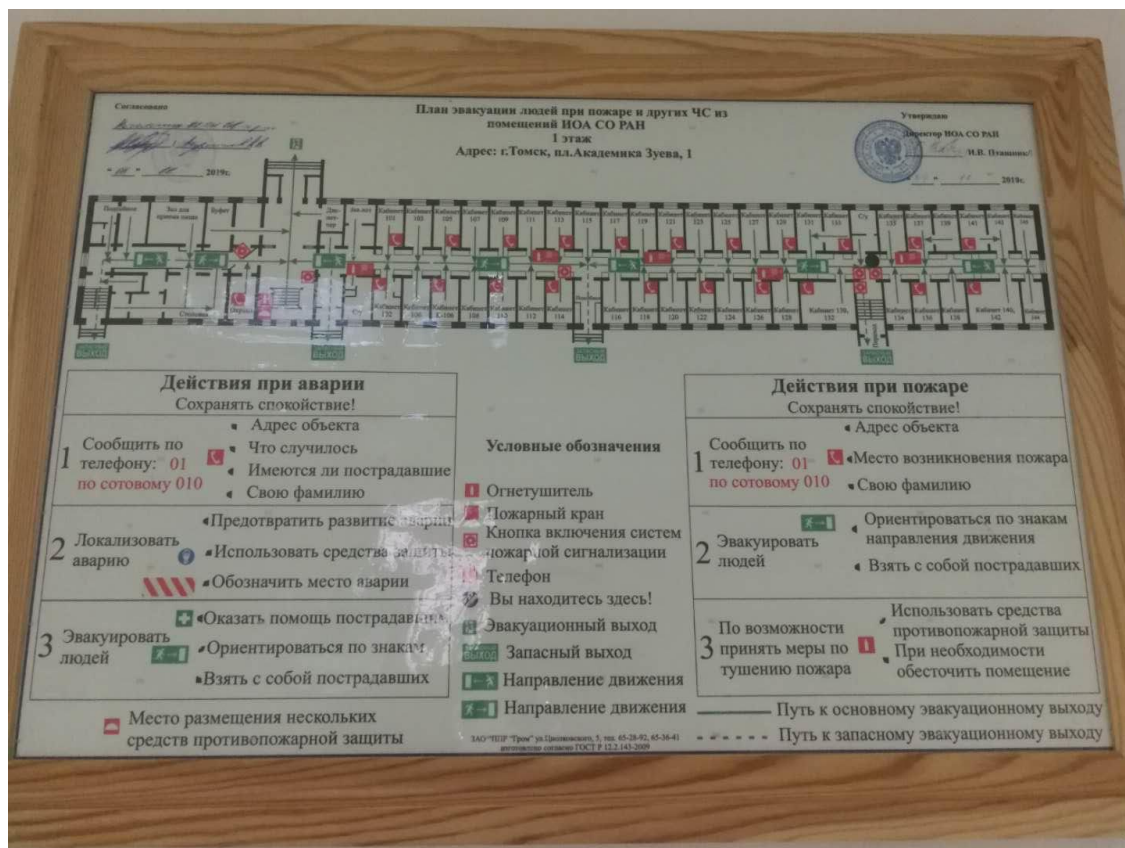


Рисунок 1 – План эвакуации

## 5.2. Экологическая безопасность

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

К таким веществам относятся:

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

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

- отделение металлических частей от неметаллических;

- металлические части классифицируют (сталь, медь, алюминий), минимизируют по объему, упаковывают, хранят на складе до накопления до 1 транспортной единицы и потом направляют на соответствующий металлургический передел;

- неметаллические части компьютера (пластик) измельчают, также накапливают объем до 1 транспортной единицы и направляют в дорожно-строительную фирму в качестве пластифицирующей добавки дорожно-строительной смеси;

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

Исходя из сказанного выше перед планированием покупки компьютера необходимо:

- Побеспокоится заранее о том, каким образом будет утилизирована имеющаяся техника, перед покупкой новой.

- Узнать насколько новая техника соответствует современным эко-стандартам и примут ее на утилизацию после окончания срока службы.

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

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



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

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

### **5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Природная чрезвычайная ситуация – обстановка на определенной территории или акватории, сложившейся в результате возникновения источника природной чрезвычайной ситуации, который может повлечь или повлек за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей и (или) окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Производство находится в городе Томске с континентально-циклоническим климатом. Природные явления (землетрясения, наводнения, засухи, ураганы и т. д.), в данном городе отсутствуют.

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

Для Сибири в зимнее время года характерны морозы. Достижение критически низких температур приведет к авариям систем теплоснабжения и жизнеобеспечения, приостановке работы, обморожениям и даже жертвам среди населения.

Выполнить согласно БЗ!

Рассмотрены 2 ситуации ЧС:

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

2) техногенная – несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (возможны проявления вандализма, диверсии, промышлен-

ного шпионажа), представлены мероприятия по обеспечению устойчивой работы производства в том и другом случае.

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

В лаборатории наиболее вероятно возникновение чрезвычайных ситуаций (ЧС) техногенного характера.

ЧС техногенного характера — это ситуации, которые возникают в результате производственных аварий и катастроф на объектах, транспортных магистралях и продуктопроводах; пожаров, взрывов на объектах.

Для предупреждения вероятности осуществления диверсии предприятие необходимо оборудовать системой видеонаблюдения, круглосуточной охраной, пропускной системой, надежной системой связи, а также исключения распространения информации о системе охраны объекта, расположении помещений и оборудования в помещениях, системах охраны, сигнализаторах, их местах установки и количестве. Должностные лица раз в полгода проводят тренировки по отработке действий на случай экстренной эвакуации.

### **Перечень НТД**

1. ГОСТ 54 30013-83 Электромагнитные излучения СВЧ. Предельно допустимые уровни облучения. Требования безопасности
2. ГОСТ 12.4.154-85 “ССБТ. Устройства экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты”
3. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
4. СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96 "Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона (ЭМИ РЧ)".
5. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
6. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
7. ГОСТ 12.4.123-83. Средства коллективной защиты от инфракрасных излучений. Общие технические требования.
8. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

9. ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
10. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.  
ГОСТ 12.2.037-78. Техника пожарная. Требования безопасности
11. СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к качеству атмосферного воздуха
12. ГОСТ 30775-2001 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Классификация, идентификация и кодирование отходов.
13. СНиП 21-01-97. Противопожарные нормы.
14. ГОСТ 12.4.154. Система стандартов безопасности труда. Устройства экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты. Общие технические требования, основные параметры и размеры

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенный анализ технологии установки предварительного сброса воды №3 X нефтяного месторождения показывает, что технологические сооружения обеспечивают:

- непрерывный прием продукции скважин с фонда скважин X площади X нефтяного месторождения;
- подготовку газа и транспортировку его на газотурбинную электростанцию X площади X нефтяного месторождения;
- подготовку воды и сброс ее на блочную кустовую насосную станцию №12;
- подготовку нефти в две ступени сепарации:

Установка предварительного сброса воды №3 X нефтяного месторождения введена в эксплуатацию 2002г. В объеме капитального ремонта и модернизации в 2008 г. проведена полная замена РВС -1000 №2, а в 2012 г. – замена УБС-3000 на НГС-25.

Проектная производительность установки предварительного сброса воды по жидкости - 2365200 м<sup>3</sup>/год, по нефти – 790955 т/год, по газу – 24519605 м<sup>3</sup>/год.

В рамках проведенного анализа установлено, что повышение эффективности существующей установки возможно за счет модернизации оборудования, а именно замены двухфазного сепаратора на трехфазный.

Моделирование процесса сепарации в рассматриваемых аппаратах с помощью программы UnisimDesign показало, что в результате использования трехфазного сепаратора на участке перед подогревом нефти позволит получить на выходе из аппарата практически обезвоженную нефть, что позволит повысить производительность всех последующих стадий и значительно снизить нагрузку на РВС.

В разделе финансовой эффективности рассмотрены варианты дальнейшей эксплуатации X месторождения и сравнение их эффективности.

В разделе социальная ответственность рассмотрены основные производственные и экологические опасности УПСВ-3.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Горжубаев А.Г. Современные тенденции в нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности России // Бурение и нефть. 2009. №1.С. 31-35.
2. Зайцев Ю.В., Балакиров Ю.А. Технология и техника эксплуатации нефтяных и газовых скважин. - Москва: Недра, 1986г., 302 с.
3. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Введ. впервые; дата введ. 01.07.2002. М.: ИПК Издательство стандартов, 2006г., 16с.
4. ПБ 03-585-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов. Введ. Впервые; дата введ. 10.06.2003. М.: ПИО ОБТ, 2003г., 24с.
5. ВНТП 3-85 Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений. Введ. впервые; дата введ. 10.01.1986. М.: БашНИПИнефть., 198г., 48с.
6. ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды. Введ. впервые; дата введ. 01.01.1971. М.: ИПК Издательство стандартов, 1971г., 60с.
7. ПУЭ-2002 - Правила устройства электроустановок. Введ. впервые; дата введ. 08.07.2002. М.: ИПК Издательство стандартов, 2002г., 123с.
8. Каспарьянц К.С. Процессы и аппараты для объектов промышленной подготовки нефти и газа: учеб. М.: изд-во Недра, 1977г., 136с.
9. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды.учеб. М.: изд- во Недра, 1979г., 319с.
10. Дытнерский Ю. И. Основные процессы и аппараты химической технологии: Пособие по проектированию. - М.: Химия 1991г., 496 с.
11. ГОСТ Р 51330.11-99 - Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и мини-

мальным воспламеняющим токам. Введ. впервые; дата введ. 16.12.1999. М.: ИПК Издательство стандартов, 2000г., 13с.

12. Сарваров Н.З., Сарваров А.Н., Шкляев С.Б. Патент на полезную модель №: 129015 - 2012г.

13. Синайский Э.Г., Лапига Е.Я., Зайцев Ю.В. Сепарация многофазных многокомпонентных систем. учеб. М.: Недра, 2002г, 622с.

14. ГОСТ 12.0.003-74 - Опасные и вредные производственные факторы. Введ. впервые; дата введ. 01.01.1976. М.: ИПК Издательство стандартов, 1974г., 42с.

15. СНИП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания. Введ. впервые; дата введ. 01.01.1989. М.: Стандартиформ, 1990г., 48с.

16. Приказ Минздравсоцразвития №970н от 12.12.2009г.-Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением"

17. ГОСТ 12.01.012-2004 Вибрационная безопасность Введ. впервые; дата введ. 01.07.2008. М.: Стандартиформ, 2008г., 20с.

18. ГОСТ 12.4.026 - 2001 Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний. Введ. впервые; дата введ. 01.01.2003. М.: Стандартиформ, 2001г., 76с.

19. ГОСТ 12.1.019-Система стандартов и безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. Введ. впервые; дата введ. 10.12.2009г. Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 10 декабря 2009 г. N681-ст, 56с.

20. Г. А. Кирилов, В. М. Кудрявцев, Н. С. Чирков. К вопросу расчета газонефтяных сепараторов.- М: Недра, 1958г.
21. Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей.учеб. Л.: Химия, 1982. 592 с.
22. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Введ. Впервые; дата введ. 18.12.2013. М.: ПИО ОБТ, 2015.30с.
23. ОСТ 51.65-80 Конденсат газовый стабильный. Введ. впервые; дата введ. 01.01.1982. М.: ВНИИГаз., 1982г., 34с.
24. Российская Федерация. Законы. Федеральным законом О промышленной безопасности опасных производственных объектов // Рос. Газ. - 1997.- 21 июля.
25. СП 6.13130.2009 - Системы противопожарной защиты.Электрооборудование. Требования пожарной безопасности. Введ. впервые; дата введ. 25.03.2009. М.: ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. 13с.
26. СП 5.13130.2009 - Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования. Введ. впервые; дата введ. 25.03.2009. М.: ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. 122с.
27. ГОСТ Р 52931-2008 - Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия. Введ. Впервые; дата введ. 27.06.2008. М.: Стандартинформ., 2009.129с.
28. ГОСТ Р 53325-2009 - Технические средства пожарной автоматики. Общие технические требования. Методы испытаний. Введ. Впервые; дата введ. 01.05.2009. М.: ФГУ ВНИИПО МЧС России., 2009.76с.
29. НПБ 57-97 - Нормы пожарной безопасности. Приборы и аппаратура автоматических установок пожаротушения и пожарной сигнализации. Помехоустойчивость и помехоэмиссия. Общие технические требования. Методы испытаний. Введ. впервые; дата введ. 27.07.1978. М.: ИПКИЗдательство стандартов, 1998. 43с.



30. Молоканов Ю.К. Процессы и аппараты нефтегазопереработки. М.: изд-во Химия, 1980. 408 с.
31. ГОСТ Р 14249-89 - Нормы и методы расчета на прочность. Введ. впервые; дата введ. 01.01.1990. М.: ИПК Издательство стандартов, 1990. 55с.
32. ПБ 08-624-03 - Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Введ. Впервые; дата введ. 30.06.2003. М.: ПИО ОБТ, 2003.30с.
33. Трудовой кодекс российской федерации: федер. Закон от 30 дек. 2001 г. № 197-ФЗ. М: ОТиСС, 2002. 142 с.
34. Горбунова, Л. Н. Безопасность труда в нефтегазодобывающем комплексе: учеб.пособие для студентов вузов. Красноярск: ИПЦ СФУ, 2009. 28 с.
35. СП 52. 13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Введ. впервые; дата введ. 20.05.2011. М.: НИИСФ РААСН, 2011. 72с.
36. Дунаев В.Ф. и др. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности. - Москва.: Нефть и газ, РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2006.-350с.