

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

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

### ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
<b>ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ «Х» (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>

УДК 622.276.8(571.16)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Родионов Алексей Евгеньевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Носова Оксана Владимировна			

#### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

#### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

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

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

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

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

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

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

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г1	Родионов Алексей Евгеньевич

Тема работы:

<b>ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «Х» (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	от 08.02.2023г., №39-65/с

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	19.06.2023г.
--	--------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p>Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, фондовая и научная литература, патенты, технологические регламенты, нормативные документы.</p>
<p><b>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке</b>  <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i></p>	<p>1 Основные современные процессы подготовки нефти: сепарация.</p> <p>2 Общая характеристика объекта.</p> <p>3 Повышение эффективности работы установки подготовки нефти на месторождении «Х» (Томской области).</p> <p>4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.</p>

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

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	10.02.2023г.
---	--------------

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Носова Оксана Владимировна			10.02.2023г.

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Родионов Алексей Евгеньевич		10.02.2023г.

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

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

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г1	Родионов Алексей Евгеньевич

Тема работы:

<b>ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «Х» (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>
---

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
24.02.2023г.	<i>Обзор литературы</i>	20
10.03.2023г.	<i>Описание объекта исследования</i>	20
14.04.2023г.	<i>Повышение эффективности работы установки подготовки нефти месторождения «Х»</i>	30
28.04.2023г.	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	15
12.05.2023г.	<i>Социальная ответственность</i>	15

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Носова Оксана Владимировна			

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

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

**Обучающийся**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Родионов Алексей Евгеньевич		

## Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 109 страниц, 15 таблиц, 17 рисунков, 18 источников.

Ключевые слова: нефтегазоконденсатное месторождение, установка подготовки нефти, сепаратор, подготовка, водонефтяная эмульсия, резервуар вертикальный стальной.

Объект исследования: установка подготовки нефти (УПН) месторождения «Х».

Цель работы – повышение эффективности работы УПН месторождения «Х».

В настоящей работе рассмотрен вариант повышения эффективности работы УПН месторождения «Х» за счет замены нефтегазового сепаратора на сепаратор большей производительности. Отражены достоинства и недостатки имеющихся схем работы УПН (пять схем).

## Содержание

Введение .....	10
Определения, обозначения, сокращения .....	11
1 Обзор литературы.....	12
1.1 Основные современные процессы подготовки нефти: сепарация .....	12
1.2 Обезвоживание .....	17
1.3 Обессоливание .....	28
2 Описание объекта исследования .....	39
2.1 Общие сведения о месторождении.....	39
3.1.7 Подбор горизонтального сепаратора.....	42
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ...	47
4.1 Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения проектной работы с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	47
4.1.1 Техничко-экономическое обоснование проекта .....	47
4.1.2 Анализ конкурентных технических решений .....	48
4.2 План-график реализации проекта .....	80
4.3 Расчет сметы затрат на закачку вспененной композиции .....	81
4.3.1 Расходы на оплату труда и отчисления во внебюджетные фонды	51
4.3.2 Расчет затрат на вспомогательные материалы.....	83
4.3.3 Расчет затрат на технологические операции.....	83
4.4 Расчет экономического эффекта от применения комплексного состава для защиты от коррозии и деэмульсации нефти.....	54
5 Социальная ответственность .....	58
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	89
5.2 Производственная безопасность при эксплуатации .....	91
5.2.1 Выявление опасных и вредных производственных факторов.....	65
5.2.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов .....	66
5.3 Экологическая безопасность при эксплуатации .....	102



5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации .....	75
Заключение .....	77
Список использованных источников .....	78

## Введение

Подготовка нефти является важнейшим процессом при эксплуатации месторождения и осуществляется устройствами и аппаратами являющимися объектами технологической схемы.

Установка подготовки нефти предназначена для доведения сырой нефти до показателей, которые соответствуют нефти товарной ГОСТ Р 51858-2002 и включает в себя ряд операций по ее обессоливанию, обезвоживанию и дегазации.

Процесс подготовки нефти сопровождается удалением примесей, которые отрицательно влияют на качество нефти, а также оказывающих отрицательное воздействие на внутреннюю поверхность оборудования. Удаление механических примесей из состава нефтесодержащей жидкости позволяет увеличить срок эксплуатации оборудования.

Актуальность исследования обусловлена выбором наиболее эффективной схемы работы установки подготовки нефти в условиях увеличения темпов добычи жидкости и роста обводненности.

Объект исследования: установка подготовки нефти (УПН) месторождения «Х».

Цель работы – повышение эффективности работы УПН месторождения «Х».

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

- изучить теоретические основы процессов подготовки нефти;
- охарактеризовать месторождение «Х», актуальное состояние его разработки;
- изучить работу УПН и определить возможность повышения эффективности его работы.

## Определения, обозначения, сокращения

АРМ	– автоматизированное рабочее место
БКНС	– блочная кустовая насосная станция
БРХ	– блок реагентного хозяйства
ГРП ПП	– газорегуляторный пункт подогревателя путевого
ДНС	– дожимная насосная станция
ЗКЛ	– задвижка клиновья
ЕП	– емкость подземная
ИЛ	– измерительная линия
КС	– конденсатосборник
НВ	– насос вертикальный
НГС	– нефтегазовый сепаратор
ПАВ	– поверхностно-активные вещества
ПМП	– преобразователь магнитный поплавковый
ПРП	– приемо-раздаточный патрубок
РВС	– резервуар вертикальный стальной
РУПШ	– регулятор уровня поплавковый штанговый
СГ	– сепаратор газа
СИКГ	– система измерения количества газа
СИКНС	– система измерения количества нефти сырой
СППК	– сбросной предохранительный пружинный клапан
УПН	– установка подготовки нефти
УСТН	– установка сепарационная трубная наклонная
ЦНС	– центробежный насос секционный
ЦПС	– центральный пункт сбора
НПС	– нефтеперекачивающая станция
НПЗ	– нефтеперерабатывающий завод
ФНД	– факел низкого давления
ФВД	– факел высокого давления

## **1 Обзор литературы**

### **1.1 Основные современные процессы подготовки нефти: сепарация**

Под процессом подготовки нефти понимается процесс, который протекает через последовательность технологического оборудования с целью получить нефть товарного качества из сырьевой нефти, которая получена на месторождении [1].

В целом сырьевая нефть проходит через последовательность различного оборудования. На первом этапе происходит удаление из нефти легких газов – сепарация. Далее нефть проходит через процесс отделения воды – обезвоживание. На заключительном этапе подготовки происходит извлечение солей, растворенных в сырье – обессоливание [2].

Процесс транспортировки пластовой жидкости до центрального пункта сбора протекает с выделением газа, что приводит к уменьшению давления, в связи с чем, организация сбора должна опираться на отдельный принцип сбора и последующего хранения [3].

В процессе сепарации происходит газовая фаза отделяется от нефти, поступившей в оборудование подготовки. Технология реализации данного процесса сопровождается снижением давления, увеличением температурного показателя нефти, а также процессом диффузии молекул углеводородных компонентов нефти в пространство с их меньшей концентрацией.

Газ после сепарации покидает сепаратор. Сепаратор представляет собой оборудование с постоянным уровнем давления и температуры. Каждый пункт вывода газа – это одна ступень сепарации. Количество ступеней сепарации зависит от требований качества товарной нефти, которую необходимо достичь в результате процессов подготовки и, как следствие,

Исходя из условий достижения лучших экономических показателей, а также от требований, предъявляемых к товарной нефти, будет зависеть выбор числа ступеней сепарации [4].

В современных системах сбора и подготовки нефти и газа широко используются сепараторы. Одноступенчатая сепарация характеризуется резким снижением давления и выделением значительного количества легких фракций углеводородов, что способствует контактному разгазированию. Однако, после этого этапа, жидкость вновь подвергается сепарации, уже в нефтесборном резервуаре. Несмотря на то, что нефтесборный резервуар не рассматривается как отдельная ступень сепарации, на деле это так.

Трехступенчатая сепарация проводится при определенном начальном давлении, а затем повторяется дважды, каждый раз при более низком давлении. После этого, происходит направление жидкости в нефтесборный резервуар. Важно отметить, что продукты, полученные из скважин, имеют многокомпонентный состав, следовательно, чем больше ступеней сепарации используется после первоначального этапа, тем больше легких компонентов будет оставаться в жидкой фазе. Одним из наиболее распространенных оборудований, используемых в системах сбора и подготовки нефти и газа, являются сепараторы.

В процессе многоступенчатой сепарации легкие углеводороды, находящиеся в жидкой фазе, могут достигать высокого парциального давления, причем на каждой ступени его значение уменьшается. Иначе говоря, молекулы углеводородов переходят в газовую фазу по мере продвижения через все ступени. При достижении бесконечного числа ступеней, молекулы частично выводятся из резервуара в виде газа, а давление на промежуточных ступенях приобретает свой максимально возможный уровень.

Преимущество многоступенчатой сепарации заключается в том, что требуемая мощность компрессора уменьшается за счет высокого давления на нескольких ступенях, что означает, что в жидкой фазе остается большое количество газа, что не наблюдается при одноступенчатой сепарации.

Процесс подъема жидкости из скважины на месторождении, а также дальнейшее ее перемещение до ЦПС и в процессе этапов подготовки нефти, газа и воды, сопровождается снижением давления и выделением из нефти газа.

Уменьшение давления в системе приводит к увеличению газа согласно законам физики. И в большинстве случаев происходит превышение объемом газа объема жидкости. Данный факт обуславливает в системах, где низкое давление, раздельное хранение, а иногда и сбор нефти и газа, поскольку при низком давлении совместный сбор и хранение нефти и газа являются неэффективными.

Отделение газа от нефти в технологическом процессе носит название сепарации. Для реализации процесса сепарации применяется специальный аппарат – газосепаратор.

Для сбора нефти и газа, современное оборудование блочных автоматизированных групповых замерных установок, ДНС и ЦПС, оснащается газосепараторами. Если автоматизированные замерные установки установлены в системе подготовки нефти, то процесс отделения газа от нефти проводится для раздельного измерения скважинного дебита по показателям нефти и газа. Затем нефть и газ смешиваются и поступают в общий нефтегазовый коллектор. Чаще всего отделение газа в свободной форме от добытой нефти происходит в нескольких точках. Каждая такая точка отвода отделенного от нефти газа носит название ступени сепарации газа.

Технологический процесс сепарации нефти существенно влияет на последующий транспорт и хранение нефтепродуктов. В ходе процесса сепарации происходит потеря легких нефтяных фракций, что негативно сказывается на качестве и количестве нефти, которая будет использоваться в дальнейшем.

Для достижения наилучшего результата рекомендуется использовать метод ступенчатой сепарации. Это позволяет подбирать давление на каждой ступени и выделять свободный газ. В результате удастся сохранить по возможности фракции бензина, что особенно важно, если в местах добычи нефти отсутствуют установки для стабилизации.

При использовании метода моментальной сепарации происходит резкий сброс давления, что значительно повышает количество тяжелой фракции

углеводородов и унос нефти легкими свободными газами, выделение которых приводит к потере нефти в резервуарах при дальнейших ее перемещениях.

Это необходимо учитывать в процессе технологии подготовки нефти. Необходимо сократить унос с газами тяжелых нефтяных фракций, а также минимизировать унос нефти легкими свободными газами при применении ступенчатой сепарации, чтобы повысить эффективность процесса.

При сборе нефти любой из доступных схем существует снижение давления на пути от скважины. Это снижение сопровождается потерей тепла в окружающую среду, из-за чего происходит распределение углеводородов между фазами в узлах сепарации. Эти условия создают возможность для регулирования процесса путем подбора и контроля соответствующих параметров, таких как число ступеней в процессе сепарации, перепад давления между ними и температурные факторы. В случае возможного сбора легкой нефти, например, в Саудовской Аравии или Кувейте, число ступеней при сепарации может достигать 7. Энергия, высвобождаемая от отделяемого газа на первой ступени, может использоваться для вращения турбин, которые работают на центробежных насосах для откачки нефти.

Многоступенчатая сепарация преимущественно используется на устье скважин с высоким давлением, так как она предоставляет возможность постепенного отделения свободного газа при постепенном снижении давления. В процессе сепарации смесь нефти и газа направляется в газосепаратор высокого давления, где большая часть газа отделяется от смеси. Такой газ можно транспортировать на большие расстояния благодаря своему давлению. Нефть из газосепаратора высокого давления проходит на сепараторы низкого и среднего давления для полного отделения газа в процессе сепарации.

На сепарацию нефти оказывают влияние следующие факторы:

- силы гравитации;
- инерционные силы;
- селективная смачиваемость нефти.

Исходя из данных воздействующих факторов, различают следующие виды сепарации:

- гравитационную;
- инерционную;
- пленочную сепарации.

А среди газосепараторов соответственно выделяют:

- гравитационные;
- гидроциклонные;
- жалюзийные [5].

Рассмотрим данные виды сепараций более подробно.

Гравитационная сепарация происходит благодаря разности в плотности между жидкостью и газом, которые разделяются воздействием силы тяжести. Гравитационные сепараторы основаны на этом принципе. Инерционная сепарация возникает при резком повороте смеси нефти и газа при движении. В результате жидкость, как более инерционная, перемещается дальше, а газ, как менее инерционный, меняет направление, что приводит к разделению нефти и газа.

Гидроциклонный газосепаратор основан на принципе, который заключается в том, что смесь поступает в циклонную головку, где жидкость отбрасывается к внутренней поверхности. Затем она стекает в нефтяное пространство оборудования под действием силы тяжести, а газ движется по центральной части циклона. Этот принцип является основой работы данного газосепаратора.

В основе принципа работы пленочной сепарации лежит избирательное смачивание жидкости на поверхности металла оборудования. Жалюзийные насадки в газовых потоках - необходимый элемент оборудования, когда речь заходит о разделении газа и нефти. Они выполняют функцию каплеуловителей, первично каптируя жидкие частицы, которые входят в состав газового потока. Однако, прохождение газового потока через



жалюзийные насадки может привести к возникновению необходимости регулярного технического обслуживания и очистки оборудования.

В процессе работы на поверхности жалюзийных насадок образуется жидкостная пленка, состоящая из нефти и примесей, которые были захвачены вместе с газом. А этот процесс называется «эффект пленочной сепарации». Жидкость, оставаясь на поверхности насадок, постепенно накапливается и образует поток, который затем стекает вниз, в сборный резервуар.

Жалюзийные сепараторы используются в различных областях промышленности, где выжимание максимального количества нефти из газового потока представляет критическую значимость. Перед использованием оборудования необходимо тщательно проанализировать параметры работы и провести эксперименты для оптимальной настройки системы фильтрации и разделения фаз. Однако, даже с правильной эксплуатацией, необходимо регулярно следить за состоянием жалюзийных насадок и, если необходимо, проводить их ремонт и замену. [3].

## **1.2 Обезвоживание**

В процессе обезвоживания нефти на первом этапе происходит укрупнение капель за счет их сближения между собой и флокуляция. Далее бронирующая оболочка на каплях воды разрушается и отмечается коагуляция до размеров, которые являются достаточными для их слияния. Второй этап заключается в том, что укрупненные капли начинают осаждаться. Но в большинстве случаев скорость осаждения капель воды не является решающим фактором в процессе обезвоживания нефти. Важная роль принадлежит времени разрушения защитных оболочек и дальнейшего слияния капель в более крупные агломераты, которые уже обладают способностью преодолевать вязкость внешней среды и осаждаться, образуя при этом слой воды в свободной форме.

При изучении процесса обезвоживания эмульсий необходимо определить факторы, которые могут влиять на результат процесса. Это позволит выбрать наиболее эффективные технические приемы для обработки и повысить эффективность разделения фаз. Существуют различные принципы, на которые ориентируются инженеры при выборе соответствующих технологий.

Увеличение температуры эмульсии является одним из принципов термического метода обезвоживания. Это приводит к снижению вязкости обрабатываемых жидкостей и, соответственно, сокращению поверхностного натяжения на границе раздела фаз, что позволяет более эффективно разделить эмульсии.

Вторым принципом является использование различных методов деэмульгации. Электрическое поле и химические реагенты применяются в электрических и химических методах обезвоживания для увеличения размеров частиц диспергированной жидкости и более эффективного разделения фаз.

Таким образом, для выбора наиболее эффективных технических решений при обработке эмульсий необходимо учитывать различные факторы и принципы, которые могут повлиять на результат процесса. Это позволит повысить эффективность разделения фаз и обезвоживания эмульсий.

Одним из методов увеличения скорости движения частиц дисперсной фазы является замена естественной силы тяжести на более мощную центробежную силу. Однако, данный метод центрифугирования не показал надлежащей эффективности и производительности, а также требует значительных затрат.

Более эффективным методом является уменьшение высоты отстаивания без увеличения общей площадки отстойника. Для этого используются параллельные пластины в горизонтальных отстойниках и разделительные диски в сепараторах. Эта методика позволяет эффективно разделить нефть и

механические примеси, при этом не требуя больших затрат на оборудование и процесс обработки.

Таким образом, оптимизация процессов обработки нефти - это актуальная задача, требующая систематических исследований и разработок, направленных на повышение эффективности и производительности процессов, при минимальных затратах.

Взвешенные частицы в эмульсиях снижают эффективность их разделения в случаях, когда их плотность практически равна плотности сплошной фазы эмульсии. Стойкие мелкодисперсные эмульсии в стабилизированном состоянии механическими методами практически не поддаются очищению. Различные неблагоприятные гидравлические условия, к которым можно отнести турбулентность в потоке, конвекцию, их перемешивание и ряд других, не способствуют эффективному разделению эмульсий.

В настоящее время значительное внимание уделяется повышению эффективности разделения эмульсий нефти. Достижение этой цели может быть обеспечено за счет совместного применения нескольких методов обработки нефти - гравитационного отстаивания, термического, химического и электрического. Эти методы используются в процессе удаления воды из нефти.

Разработка проекта по аппаратурному обеспечению процессов обезвоживания нефти должна учитывать ряд факторов, включая конкретные производственные условия и параметры качества нефти на конкретном месторождении. Среди них обводненность нефти, качественный и количественный состав имеющихся примесей, а также прогнозируемое состояние эмульсий.

Процесс обессоливания нефти является неотъемлемой частью ее обезвоживания. Этот процесс происходит одновременно с обезвоживанием, поскольку в воде находятся растворенные минеральные примеси. Для полного удаления примесей из нефти может использоваться пресная вода. Она служит

растворителем для кристаллов минеральных солей, что в свою очередь способствует отделению воды с растворенными в ней частицами и углубленному обессоливанию нефтяной фракции.

#### *Механическое обезвоживание нефти*

В процессе нефтедобычи одна из возможных методик обезвоживания нефти – это отстаивание, осуществляемое за счет использования гравитационных сил. Различают два вида отстаивания – периодическое и непрерывное, для реализации которых применяются соответствующие отстойники.

Отстойники периодического действия представляют собой цилиндрические емкости для отстаивания нефти. Для того, чтобы сырая нефть была обезвожена, она подается в резервуар по распределительному трубопроводу. После того, как резервуар полностью заполнен, происходит отложение воды, которая скапливается в нижней части емкости. Для успешного процесса отстаивания необходимо обеспечить покой в нефти. В то время как нефть собирается в верхней части, ее дисперсная составляющая размещается в нижней части. Как только процесс отстаивания завершен, нефть и вода удаляются из резервуара, но чтобы производство было эффективным, необходимо разделить нефть и воду. При этом важно, чтобы вода находилась в свободном состоянии в отстаиваемой нефти или была в состоянии крупнодисперсной эмульсии в нестабилизированном состоянии.

Этот процесс имеет большое значение для производства нефти и газа. Ведь если не произойдет должного разделения, то нефть будет содержать очень много воды, что приведет к затруднениям при переработке, транспортировке и экспорте. Кроме того, возможен значительный экономический ущерб. При разделении также важно учитывать, что вода может содержать различные примеси, такие как соль, промылочные растворы и прочее. Поэтому в некоторых случаях необходимо применять дополнительные методы очистки.

Разделение нефти и воды является процессом многостадийным. После отстаивания, предварительное разделение воды и нефти проводится в вертикальном или горизонтальном сепараторе. Затем необходимо провести тонкую очистку, используя методы, такие как флотация и центрифугирование. Также возможно применение химических добавок, ускоряющих процесс разделения.

Процесс разделения нефти и воды является важным этапом в производстве нефти и газа, и требует тщательной и детальной работы. Но благодаря разработанным методам и технологиям, можно достичь высокой эффективности производства и максимального использования имеющихся ресурсов. [2].

Существует также непрерывный метод отстаивания, который осуществляется в соответствующих отстойниках. В данном случае нефть подается в контактный отстойник, где она протекает через специальные отстаивающие устройства. Отстойники непрерывного действия позволяют добиться более эффективного обезвоживания нефти, чем периодические отстойники.

Таким образом, использование метода отстаивания является эффективным способом обезвоживания нефти. Для достижения наилучшего результата следует выбирать соответствующий вид отстаивания и отстойник, а также поддерживать в нефти спокойное состояние для эффективного осаждения воды.

В современной нефтеперерабатывающей промышленности имеется множество методов для обезвоживания нефти. Один из таких методов - использование отстойников. Отстойники могут быть горизонтальными или вертикальными. Горизонтальные отстойники, в свою очередь, могут быть продольными или радиальными, и имеют различную форму поперечного сечения, такую как прямоугольная или круглая. В гравитационных отстойниках происходит отстаивание нефти в потоке жидкости, который поступает непрерывно. Такой метод позволяет обезвожить нефть без

использования специального оборудования и наладить процесс эффективного и безопасного обращения с отходами. Стоит отметить, что выбор метода обезвоживания нефти зависит от многих факторов, таких как объем производства нефти, ее физико-химические свойства и технологические особенности производства нефтепродуктов.

Обезвоживание нефти - неотъемлемый процесс в нефтедобывающей промышленности. Одним из методов обезвоживания является использование отстойников. Среди отстойников можно выделить два типа - горизонтальные и вертикальные.

Горизонтальные отстойники бывают двух типов - продольные и радиальные. Продольные горизонтальные отстойники могут иметь прямоугольную или круглую форму поперечного сечения.

Гравитационные отстойники непрерывного действия, в отличие от пакетных отстойников, обеспечивают отстаивание в потоке жидкости, которая непрерывно подается в отстойник.

Эффективность использования отстойников зависит от ряда факторов, таких как: размеры отстойника, скорость потока жидкости, концентрация нефти в потоке жидкости и другие. Изучение и регуляция этих факторов является важным аспектом при выборе и использовании отстойников для обезвоживания нефти.

#### *Термическое обезвоживание нефти*

Один из методов обработки нефти - термическая или тепловая обработка, которая позволяет обезвоживать нефть при помощи повышения температуры. При нагревании вязкость вещества бронирующего слоя, находящегося на поверхности водной частицы, снижается, что уменьшает прочность оболочки, увеличивая способность глобул воды к слиянию. Кроме того, еще одним позитивным эффектом нагревания нефти является уменьшение ее вязкости, что содействует скорости оседания частиц во время отстаивания.

В процессе обезвоживания, термическая обработка как метод отстаивания не применяется часто, она чаще является компонентом более сложных методов обезвоживания. К таким методам относятся термохимические методы, которые включают в себя применение реагентов и отстаивание, электрическую обработку и другие методы [5]. Для нагревания нефти используют специализированные установки, которые занимают промежуточное место в технологическом процессе между сепарацией газов из нефти и заполнением отстойника.

Температура нагревания нефти выбирается исходя из особенностей эмульсии в каждом конкретном случае и принятой технологии обезвоживания.

#### *Химическое обезвоживание нефти*

Химические методы обезвоживания нефти нашли достаточно широкое применение в нефтяной промышленности. Для обезвоживания водонефтяных эмульсий используют химические реагенты, при этом эффективность процесса зависит от типа реагента. Чтобы подобрать наиболее эффективный реагент, необходимо изучить свойства нефти и определить вид эмульсии. Выбор реагента осуществляется на основе результатов лабораторных и промысловых исследований. Химическое обезвоживание также является комплексным процессом, в которые входит и гравитационное отстаивание, которое проводится после того, как водонефтяная эмульсия будет обработана реагентами. С целью разрушения водонефтяной эмульсии проводят введение реагента-деэмульгатора, далее – перемешивают и создают условия для выделения воды из нефти за счет отстаивания. В технологии обезвоживания предпочтение отдается непрерывному действию процессов разрушения эмульсий, в то время как они могут быть и периодическими [5]. Химическое обезвоживание нефти включает три метода: проведение процесса деэмульсации в самой нефтяной скважине путем введения реагента, а также обезвоживание и деэмульсация, когда реагент вводят в начальный участок нефтесборного коллектора.

Обработка эмульсии нефти для ее деэмульсации и обезвоживания происходит в отстойниках, в которые вводится специальный реагент. Ранее, эти отстойники заполнялись эмульсией, требующей обработки.

Первый и второй методы являются более эффективными и обладают рядом преимуществ.

### *Фильтрация*

Метод фильтрации является наиболее распространенным способом обезвоживания эмульсий, у которых отмечается свойство нестойкости. В основе данного процесса лежит явление избирательной смачиваемости. Для его реализации в технологическом процессе нашли применение различные материалы с фильтрующими свойствами, к которым можно отнести обезвоженный песок, гравий, металлическая стружка, битое стекло, стекловата и древесная стружка из различных пород древесины, включая осину, клен, тополь и другие несмолистые породы.

Среди всех материалов для фильтрации стекловата является наиболее применимым ввиду ее уникальных особенностей, благоприятно влияющих на процесс эмульсии: хорошая смачиваемость водой и плохая смачиваемость нефтью. И опыт показывает, что фильтры, в которых используется стекловата в качестве материала для изготовления, демонстрируют высокий уровень эффективности и обладают длительным сроком эксплуатации [2].

Одним из условий к изготовлению фильтров является их хорошая смачиваемость, что позволяет глобулам воды прилипать к поверхности фильтра и, последующему коагулированию и стеканию вниз. Другим требованием является высокая прочность материала, которая обеспечивает длительную работу фильтра. Эффективность фильтрации улучшается, если вещество, из которого изготовлен фильтрующий материал имеет электрический заряд, по знаку должен быть противоположный глобуле. Такое свойство позволяет снять электрический заряд с водных капель, тем самым снизить силы отталкивания между каплями воды, что в дальнейшем



способствует укрупнение сближенных капель и стекания под силой тяжести вниз.

Установки, основным назначением которых является фильтрование, имеют чаще всего вид колонн. Размеры таких колонн обусловлены тем объемом нефтепродукта, который требует проведения обезвоживания. Также имеет значение такой фактор, как вязкость эмульсии. Но данный метод частого применения не нашел. Это связано с его низкой производительностью и громоздкостью оборудования. Кроме того, требуется периодическая замена фильтрующего материала. Для повышения эффективности фильтрации рекомендуется сочетать данный метод с другими, которые позволяют уменьшить прочность бронирующих оболочек эмульсий [4].

#### *Теплохимическое деэмульгирование*

В современной нефтепереработке одним из наиболее распространенных методов для разделения нефтяных эмульсий является теплохимическое деэмульгирование. Оно позволяет уменьшить прочность бронирующих оболочек эмульсии или полностью их ликвидировать, что снижает стоимость и повышает скорость процесса разделения. Примерно 80% обводненной нефти обрабатывается на установках, использующих этот метод.

Преимуществом теплохимического деэмульгирования является возможность работы с нефтью разного содержания воды, при этом оборудование не требует замены даже при смене деэмульгатора. Установка имеет простую конструкцию, но ее эксплуатация требует значительных затрат на деэмульгаторы и энергию.

Деэмульгирование и обезвоживание проводятся при температуре от 50 до 100 °С. Однако, этот метод имеет некоторые недостатки, включающие в себя высокую стоимость деэмульгаторов и большой расход тепла, несмотря на широкое распространение.

Для удаления эмульсий и бронирующей пленки используются деэмульгаторы, которые можно разделить на несколько типов в зависимости от их воздействия на нефтяные эмульсии - электролиты, неэлектролиты, и

коллоиды. Электролиты и неэлектролиты обычно применяют в химической промышленности. К электролитам относятся минеральные и органические кислоты, щелочи и соли. Электролиты образуются нерастворимых солей с эмульсионными осадками, которые понижают стабильность бронирующей оболочки. Они также могут помочь в разрушении бронирующей пленки. Однако, группа деэмульгаторов этого типа, по причине высокой стоимости и особых коррозионных свойств к оборудованию, нашла очень ограниченное применение.

Поверхностно-активные вещества (ПАВ), в качестве эффективного средства удаления эмульсий и бронирующей пленки, используются вместо неэлектролитов, которые состоят из органических веществ, таких как бензин, ацетон, спирт, фенол и пр. Неэлектролиты могут растворять бронирующую оболочку и снижать свойство вязкости нефти, но их использование ограничивается высокой стоимостью. Коллоиды, которые представляют собой ПАВ, способны разрушать эмульсию или ослаблять защитные оболочки капли и эффективно используются в этих целях.

Поверхностно-активные вещества (ПАВ) в последние десятилетия получили широкое применение в различных отраслях промышленности. Сейчас наибольшей популярностью пользуются три основных класса ПАВ: анионоактивные, катионоактивные и неионогенные вещества, каждый из которых имеет свои уникальные свойства и области применения. Анионоактивные ПАВ разлагаются в водных растворах и образуют отрицательно заряженные ионы углеводородной части молекулы, а также положительно заряженные ионы металла или водорода. В состав этого класса входят карбоновые кислоты и их соли, сульфокислоты, алкилсульфонаты и другие компоненты. Анионные ПАВ широко применяются в домашней химии, производстве мыла, а также в текстильной, кожевенной и бумажной промышленности.

Катионоактивные ПАВ, в отличие от анионных, образуют положительно заряженные ионы углеводородной части молекулы и отрицательно

заряженные ионы металла или водорода. Они широко используются в производстве кондиционеров для волос, смываемых бальзамов, моющих средств для автомобилей и жидких удобрений.

Неионогенные ПАВ представляют собой смесь гидрофильной и гидрофобной групп. Они обладают хорошей пенообразующей способностью и используются в производстве шампуней, гелей для волос, мыла и моющих средств.

Оксиэтилированные алкилфенолы (Деэмульгаторы ОП-4, ОП-7, ОП-10, УФЭ-8, ДБ-4, Кауфэ-14 и другие) и оксиэтилированные органические вещества с подвижным атомом водорода (дипроксамин-15,7, проксамин-385, проксанол-305 и другие) относятся к группе неионогенных поверхностно-активных веществ, не распадающихся на ионы в водных растворах. Для того чтобы создать более эффективные и экологически безопасные соединения, сегодня идет дальнейшее развитие поверхностно-активных веществ с максимальной степенью использования природных компонентов. Кроме того, поверхностно-активные вещества находят все более широкое применение в фармацевтической, косметической и пищевой промышленности. Развитие полимерных и биологически достоверных поверхностно-активных веществ открывает новые перспективы в области нефтехимии и нефтехимических производств.

В процессе работы с деэмульгаторами существуют ряд требований, которые определяют их эффективность. Для деэмульгаторов важно, чтобы они имели способность растворяться в одной из фаз эмульсии - воде или нефти. Таким образом, деэмульгатор может быть как гидрофобным, так и гидрофильным. Кроме того, деэмульгаторы обязаны обладать достаточной поверхностной активностью для разрушения слоев оболочки глобул, а также быть химически инертными, чтобы не вступать в реакцию взаимодействия с металлическим оборудованием. Еще одной важной характеристикой является универсальность деэмульгаторов для различных эмульсий нефти, при этом не ухудшая их качество.

Важный аспект - скорость введения деэмульгатора в эмульсию, так как это облегчит разделение эмульсии. Но сами по себе введение деэмульгатора недостаточно, необходимо гарантировать его полный контакт с эмульсией с помощью интенсивной турбулизации и подогрева.

### *Электрическое обезвоживание*

В сфере производства электрическое обезвоживание и обессоливание нефти широко применяются на заводах, но их использование на нефтепромыслах остается редкостью. Это связано с необходимостью правильно выбирать режимы электрической обработки, чтобы добиться наиболее эффективного результата. Кроме того, электрический способ может дополняться другими методами, такими как термический или химический, что является одним из главных достоинств этого метода. В настоящее время были установлены оптимальные режимы проведения электрической обработки, что позволяет успешно проводить обезвоживание и обессоливание любых эмульсий [3]. Учитывая все вышесказанное, электрическое обезвоживание и обессоливание продолжает оставаться важным направлением в нефтяной промышленности, способствуя увеличению производительности.

### **1.3 Обессоливание**

Глубокое обезвоживание и обессоливание нефти являются важными задачами при ее добыче. Но в то же время процессы, которые сопровождают обезвоживание, не оказывают влияние на содержание соли в нефти. С целью решить данную проблему, производят процедуру промывку нефтяной фракции пресной водой. Введение в систему воды для промывания направлено на решение двух задач: происходит разбавление солесодержащих капель эмульсии, тем самым снижая концентрацию соли, и вызывает турбулентные возмущения в нефтяном потоке, вызывая тем самым капельную коалесценцию.

При этом, гидромеханическое воздействие на эмульсию может быть вызвано промывной водой, что зависит от ее давления. Поэтому, для достижения наилучшего результата, необходимо оптимизировать параметры промывки, такие как давление и количество воды. Наряду с этим, проведение глубокой промывки в моменты высокого содержания солей в нефти и эмульсии также может повысить эффективность процесса. В итоге, промывка нефти является эффективным способом обезвоживания и обессоливания нефти, что способствует повышению ее качества и упрощению процесса добычи [5].

В процессе обработки нефти содержание солей может быть высоким, что не всегда является приемлемым для ее использования. Для того чтобы глубоко обессолить нефть, осуществляется промывка солей с использованием оптимального количества пресной воды. Количество солей, содержащихся в нефти, зависит от степени засоленности остаточной воды. В ходе процесса промывки нефтяных скважин применяется промывная вода, которая выполняет две функции - разбавляет соленые капли в эмульсии на 1% и действует в качестве турбулизатора. В процессе подачи промывной воды в нефть, до 1% ее составляет пресная вода и до 5% - рециркулирующая вода, использованная ранее в добыче нефти. Такой подход позволяет снизить количество возникающих сточных вод и солей и уменьшить затраты на их обработку. Однако, применение слишком большого количества промывной воды может увеличить потребность в обессоливании нефти и увеличить объем образующихся сточных вод [2].

На нефтяных месторождениях эксплуатируются следующие установки обезвоживания и обессоливания нефти:

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

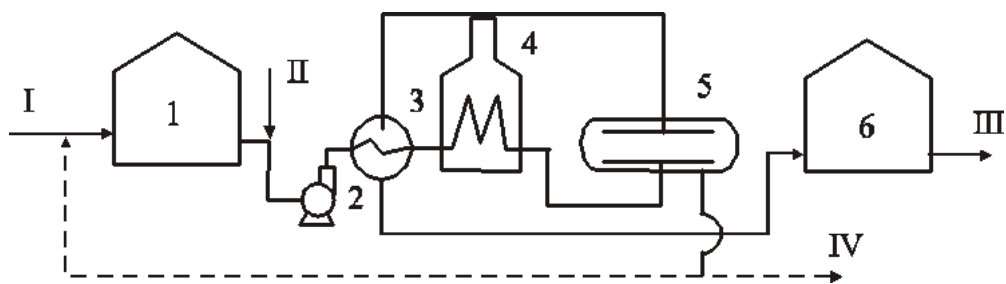


Рисунок 1 – Технологическая схема термохимической установки обезвоживания нефти

Отделившаяся в отстойнике 5 пластовая вода *IV* направляется на установку по подготовке сточных вод.

Сырьевой резервуар 1 может работать как резервуар с предварительным сбросом воды. В этом случае часть горячей воды, выходящей из отстойника 5 и содержащей реагент-деэмульгатор, подается в поток сырой нефти перед резервуаром 1 (пунктирная линия, рис.1). В этом случае резервуар 1 оборудуют распределительным маточником и переливной трубой. В резервуаре поддерживается слой воды, так что поступающая нефтяная эмульсия распределенным потоком проходит через толщу воды, что способствует более полному отделению свободной воды из нефтяной эмульсии.

Отделившаяся в резервуаре с предварительным сбросом вода насосом откачивается на установку по подготовке сточных вод.

Для обработки нефтепродуктов используется один из ключевых методов - тепловая подготовка до оптимальной температуры, которую достигают при помощи подогрева до значения  $(105 \pm 45) ^\circ\text{C}$ . Эта температура зависит от таких параметров, как плотность нефти, вязкость, тип эмульсии и давление в электродегидраторе или отстойнике термохимического обезвоживания.

Оставление эмульсий без обработки может привести к образованию сопротивляемых слоев, которые могут значительно затруднить добычу нефти. Поэтому, необходимо сделать все возможное для того, чтобы обработать эмульсии до оптимальной температуры.

Одним из главных преимуществ подхода к обработке эмульсий тепловой подготовкой является возможность улучшения эффективности производственных процессов. Кроме того, это также увеличивает производительность, достигает оптимального уровня на добытчиках, а также сокращает затраты на добычу и утилизацию нефтепродуктов.

При тепловой подготовке эмульсии происходит интенсификация двух этапов деэмульгации. В первом этапе происходит дестабилизация эмульсий из-за повышения растворимости природных эмульгаторов в нефти и расплавления защитных кристаллов парафинов и асфальтенов. Во втором этапе скорость осаждения капель воды увеличивается за счет снижения вязкости и плотности нефти. Однако температура при обессоливании нефти играет важную роль и зависит от физических свойств конкретного месторождения. Низкие температуры можем применять для предотвращения кипения легких низковязких нефтей, а для тяжелых нефтей рекомендуется использовать более высокие температуры при повышении давления.

Для разных типов нефти оптимальная температура обессоливания различна, как показывают исследования. Для нефтей Прикамской, Мангышлакской и Туркменской подходящий диапазон составляет от 100 до 120 °С, в то время как для тяжелой вязкой Арланской нефти оптимальный диапазон - от 120 до 140 °С. Таким образом, подбор температуры при обессоливании нефти является важным аспектом, который необходимо учитывать при выполнении данной процедуры. В результате тепловой подготовки эмульсии уменьшается расход деэмульгатора.

В промышленности для обработки нефти используют различные температуры, учитывая, что оптимальным выбором является вязкость от 2 до 4 сСт. Однако, имеются вариации, когда обессоливание происходит эффективнее при температурах от 70 до 90 °С. Использование новых моделей электродегидраторов, способных выдерживать давление до 1,8 МПа, является одним из решений проблемы усложнения поддержания жидкофазного состояния обрабатываемой нефти при повышении температуры, что требует

увеличения давления и толщины стенок аппаратов. Помимо этого, введение деэмульгатора также используется для резкого снижения структурно-механической прочности «бронирующих» слоев природных эмульгаторов, пептизируя и диспергируя их вокруг капелек на границе раздела фаз.

Существует несколько методов очистки нефтепродуктов от воды, но наиболее эффективным считается применение деэмульгаторов в сочетании с температурной обработкой. Результатом такого воздействия является слияние мельчайших капелек воды в более крупные, что ускоряет образование осадка под воздействием тяжести и упрощает отделение воды от нефти. Тем не менее, на схеме 2 представлен более эффективный способ обессоливания, который основан на использовании электрообессоливающей установки.

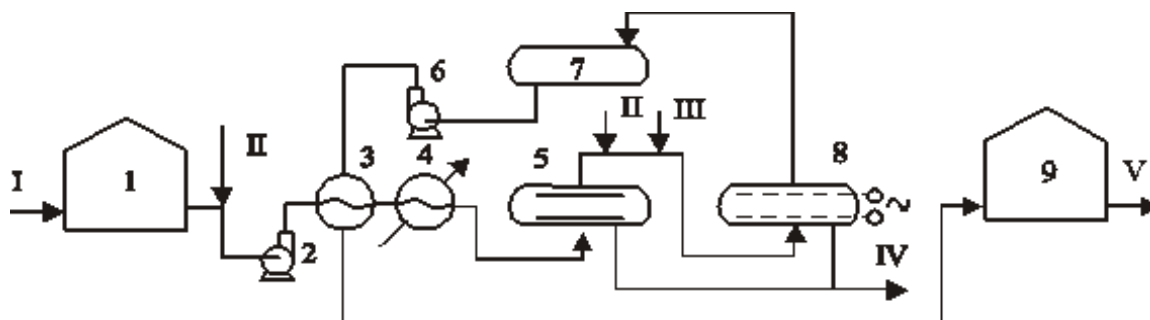


Рисунок 2 – Технологическая схема электрообессоливающей установки

При этом для стабилизации обводненности нефтяной эмульсии, поступающей в электродегидратор, вводится степень теплехимического обезвоживания. Сырая нефть I из сырьевого резервуара 1 сырьевым насосом 2 прокачивается через теплообменник 3 и подогреватель 4 и поступает в отстойник 5. Перед сырьевым насосом в сырую нефть вводят реагент-деэмульгатор II, поэтому в отстойнике 5 из сырой нефти выделяется основное количество пластовой воды. Из отстойника 5 нефть с содержанием остаточной воды до 1-2 % направляется в электродегидратор 8. При этом перед электродегидратором в поток нефти вводят пресную воду III и деэмульгатор II, так что перед обессоливанием обводненность нефти в зависимости от содержания солей доводится до 8—15 %. Соли растворяются в пресной воде и после отделения воды от нефти в электродегидраторе нефть



становится обессоленной. Сверху электродегидратора 8 выходит обезвоженная и обессоленная 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 насосом откачивается в магистральный нефтепровод.

Использование более эффективных электродегидраторов в ЭЛОУ приводит к улучшению технико-экономических показателей. Это достигается за счет сокращения количества необходимых теплообменников, резервуаров, сырьевых насосов и других приборов КИПиА. Кроме того, сочетание ЭЛОУ с прямой установкой перегонки нефти еще больше повышает эффективность и уменьшает затраты на капитал и энергию. Использование первичной перегонки нефти в комбинации с ЭЛОУ (АВТ) особенно выгодно - ЭЛОУ с горизонтальными электродегидраторами типа 2ЭГ-160 имеет в 1,5 раза меньшие капитальные затраты, эксплуатационные расходы и себестоимость обессоливания по сравнению с отдельно стоящей ЭЛОУ с шаровыми при одинаковой производительности (6 млн). В итоге, комбинация этих технологий позволяет повысить производительность труда и получить максимальные экономические показатели.

Интенсивность и продолжительность перемешивания эмульсионной нефти с раствором деэмульгаторов имеют большое значение для технико-экономических показателей ЭЛОУ. Если используются деэмульгаторы с малой поверхностной активностью и плохой растворимостью в нефти, то потребуется более интенсивное и продолжительное перемешивание. Не следует, однако, создавать высокодисперсные системы, которые трудно осаждаются.

Для достижения лучшего качества перемешивания на ЭЛОУ рекомендуется использовать специализированные смесительные устройства,

такие как диафрагмы, клапаны, вращающиеся роторы и т.д. Введение на ЭЛОУ дозирочных насосов малой производительности также имеет смысл.

Чтобы рассмотреть детали работы установки с двухступенчатым обезвоживанием и обессоливанием нефти ЭЛОУ, демонстрация принципиальной схемы [3] является необходимой.

В процессе производства нефти основное внимание уделяется ее предварительной подготовке.

В рамках производственного процесса на основе нефти осуществляется ее предварительная обработка с целью создания оптимальных условий для дальнейшей переработки. Одним из важных этапов является нагрев нефти до температуры  $(115 \pm 5) \text{ }^\circ\text{C}$ . Для этих целей используется теплообменник и тепловые подогреватели, которые обеспечивают достижение заданной температуры.

В начале процесса нефть подвергается предварительной обработке, а затем направляется в первый электродегидратор. В электродегидратор, который осуществляет прокачку нефти, вводится деэмульгатор для предотвращения образования эмульсий. Такое действие направлено на улучшение производительности всего процесса.

Также, для создания нейтральной среды в нефть добавляется раствор щелочи, который особенно необходим для нефтей с низким значением рН или содержанием воды. Такое дополнение помогает повысить эффективность производства и получить качественный продукт.

Таким образом, предварительная обработка нефти перед дальнейшей переработкой является важной задачей, для решения которой используются современные технологии и методы. Оптимизация этого процесса обеспечивает повышение эффективности производства и получение высококачественного продукта.

Процесс производства нефтепродукта включает несколько этапов, начиная с удаления лишней воды. После этого следующим шагом является добавление отстаившейся воды и свежей воды, чтобы достичь равномерного

перемешивания со щелочью. Это направлено на устранение примесей и предотвращение коррозии на поверхности трубопровода.

Важным преимуществом процедуры является возможность удаления неприятных запахов и соединений из нефти, что значительно улучшает качество и безопасность продукта. Параллельно с этим, также происходит удаление из воды ненужных элементов.

В конце производственного цикла, обессоленная нефть выводится сверху через коллектор, а отстоявшаяся вода отводится через дренажные коллекторы в канализацию или отстойники. Этот процесс призван обеспечить высокое качество нефтепродукта, соответствующего всем стандартам безопасности и качества.

В процессе обработки нефти на комбинированных установках возникает необходимость в дополнительной обезвоживании не полностью обезвоженных нефтей. Для этого используется электродегидратор второй ступени, который обеспечивает высокую степень обезвоживания нефтепродукта. Образовавшаяся обессоленная и обезвоженная нефть отводится в резервуары, где происходит ее дальнейшая обработка.

Одним из важных этапов процесса является подогрев нефти перед направлением ее в ректификационную колонну атмосферной перегонки. Параметры процесса электрообессоливания нефти тесно связаны с температурой и давлением в электродегидраторах, а также с расходом промывной воды, расходом деэмульгатора и удельной производительностью электродегидратора.

Однако не только технологические параметры нужно контролировать в процессе электрообессоливания нефти. Очень важно также следить за содержанием хлоридов и воды на входе и выходе блока ЭЛОУ, а также за содержанием нефтепродукта и деэмульгатора в дренажной воде. Только так можно гарантировать высокое качество продукта и обеспечить безопасность на производстве.

В добыче нефти широко используется технология подогрева нефти, чтобы обеспечить более эффективную обработку нефти. Однако, при использовании такой технологии необходимо учитывать множество факторов, которые могут оказать влияние на качество и экономическую эффективность.

Для каждого типа нефти определен свой технологический и технико-экономический оптимум температуры, что зависит от основных свойств нефти, таких как вязкость и плотность. Учитывая эти факторы, можно достичь максимальной эффективности и минимальных затрат при использовании технологии подогрева нефти.

Однако, повышение температуры также может вызывать проблемы, связанные с обессоливанием нефти. Для оптимальной обработки нефти необходимы определенные условия, включая оптимальную температуру для обессоливания. Если температура будет слишком высокой, это может привести к образованию отложений солей, которые могут значительно ухудшить качество нефти.

Кроме того, при повышении температуры увеличиваются и затраты на охлаждение дренируемой из электродегидраторов воды перед ее сбросом в канализацию. Поэтому, при использовании технологии подогрева нефти не стоит забывать о необходимости баланса между эффективностью и экономической целесообразностью.

При обессоливании нефти на НПЗ возникают сложности, требующие большого количества воды, что становится затратным. Однако существуют методы, которые позволяют снизить этот расход. Один из таких методов заключается в использовании дренажной воды в замкнутом цикле на предыдущих стадиях обессоливания, а пресную воду – только на последней стадии. Кроме того, для решения проблемы применяются конденсаты водяного пара.

Применение этого метода дает возможность значительно снизить расход воды и количество загрязненных стоков в два-три раза, не ухудшая при этом качество обработки нефти. Кроме того, такой подход является экологически

безопасным и позволяет существенно сократить затраты на процесс обессоливания.

Также стоит отметить, что использование эффективных методов обессоливания нефти является одним из основных требований к современным НПЗ. Ведь, несмотря на все сложности, правильная обработка нефти является необходимым условием для того, чтобы производство нефтепродуктов соответствовало мировым стандартам и требованиям безопасности.

Современные технологии обессоливания на нефтяных ЭЛОУ обеспечивают достижение важных показателей нефти, таких как массовая концентрация солей, мг/дм<sup>3</sup>, не превышающая 3-5, массовая доля воды в нефти не более 0,1%, а также отсутствие механических примесей.

Однако для улучшения процесса обессоливания, инженеры часто используют комбинацию методов, включая обессоливание и обезвоживание. Это может включать четыре фактора воздействия на эмульсию: подогрев, подача деэмульгатора, электрическое поле и отстой в гравитационном поле, которые позволяют достичь еще большей чистоты и качества нефтепродуктов.

Одна из основных проблем, связанных с обессоливанием, заключается в его высокой стоимости. Поэтому в последние годы были разработаны новые более экономически эффективные методы, которые могут значительно уменьшить затраты на обессоливание нефти и обезвоживание.

Результаты экспериментов показали, что при использовании новых методов обессоливания и обезвоживания, качество нефтепродуктов улучшается, а затраты на процесс снижаются. Это позволяет эффективно использовать нефть и повышать экономическую эффективность добычи нефти.

На этапе подготовки к вводу в эксплуатацию сложного технологического оборудования на ЭЛОУ проводится серьезная работа по формированию предпосылок для его эффективной работы. Стоит отметить, что одним из ключевых моментов этой работы является создание основы высокого качества выпускаемой нефтепродукции. Это в свою очередь

позволяет значительно повысить конкурентоспособность предприятия и обеспечить устойчивое развитие его бизнеса.

Несмотря на то, что для достижения такой цели требуется сложное взаимодействие различных отделов и специалистов, при этом основной упор делается на процессы, обеспечивающие высокую степень автоматизации и контроля. Именно они позволяют минимизировать риски возникновения отказов и простоев технологического оборудования, а также повысить точность и скорость проводимых на ЭЛОУ процессов.

Внедрение заранее подготовленных на ЭЛОУ технологических процессов дает возможность сократить время пуско-наладочных работ и повысить надежность работы оборудования. Именно поэтому на этапе разработки и согласования проекта присутствие экспертов и специалистов из разных областей знаний является обязательным условием для достижения успешного результата.

## **2 Описание объекта исследования**

### **2.1 Общие сведения о месторождении**

Расположенное в южной части Александровского района Томской области нефтяное месторождение «Х» было открыто в 1977 году. Однако промышленной эксплуатации оно было подвергнуто только в 1986 году. Перед этим был осуществлен проект пробной эксплуатации, выполненный компанией «ТомскНИПИнефть».

Месторождение «Х» является отдаленным от других обустроенных месторождений на западе, таких как Ломовое, Столбовое и Озерное, которые расположены в 100-130 км от него. Кроме того, на юго-западе от месторождения находится Северо-Васюганское газоконденсатное месторождение, расположенное в 40 км от него.

Материалы и спецтехника для работы на месторождении «Х» завозятся зимним временем из города Стрежевого, так как в районе работы отсутствует постоянная дорожная сеть. Для перевозки людей используются вертолеты во время вахты. Следовательно, получается, что месторождение находится в труднодоступном районе и для его обслуживания требуются специальные меры по транспортировке материалов и персонала.

Ближайшими населенными пунктами от месторождения расположены город Стрежевой и с. Александровское на северо-западе в 140 км, являющиеся районным центром. Более мелкие населенные пункты, такие как села Пырчено, Новоникольское и Прохоркино, находятся на побережье р. Оби или в ее пойме на востоке от района в 10-20 км. В городах Стрежевом и Александрово есть речные пристани, аэропорт, больница и телеграф.

Заболоченная равнина с заболоченными участками, которые составляют лишь 5% ее площади, но отличаются трудной проходимостью, представляет собой территорию месторождения. Большая расчлененность рельефа, варьирующегося от +50 до +90 м, является характерной особенностью

ландшафта на этой территории, которая покрыта хвойно-лиственным лесом и болотной растительностью.

Животный мир на месторождении характерен для таежных областей Западной Сибири, а население района невысокое и характеризуется низкой плотностью.

Данный регион имеет резко континентальный климат, холодную и продолжительную зиму, в течение которой наиболее низкая температура достигает  $-50^{\circ}\text{C}$ , и короткое теплое лето, максимальная температура в июле  $+35^{\circ}\text{C}$ .

Район, где находится месторождение, относится к зоне избыточного увлажнения, с неравномерным распределением осадков по месяцам. Максимальное количество осадков выпадает в июле-августе и декабре-январе. Зимой снеговой покров устанавливается на 180 дней, с ноября по апрель. Промерзаемость грунта составляет 1,2 м на открытых участках и 0,5-0,8 м на болотных. В районе месторождения Кулымский Еган и Коль-Еган - мелководные несудоходные реки шириной 10 м, а также притоки Обской протоки Паня.

Река Обь и протока Паня являются судоходными и имеют типично равнинные русла с меандрирующим характером. Во второй половине октября - ноября происходит установление ледостава, а вскрытие льдов происходит в мае. Грунтовые воды в этом районе имеют колебания в уровне и находятся на глубине от 5 до 30 метров и даже глубже. Поверхностные воды рек могут использоваться в качестве источника питьевой воды после соответствующей санитарной подготовки, а также подземные воды четвертичных отложений. Нефтепровод Александровское-Томск-Анжеро-Судженск, газопровод и линии электропередач, расположенные вблизи рабочей площадки, играют важную роль в энергетической инфраструктуре региона.

В поселении Раскино находится нефтеперекачивающая станция нефтепровода Васюган-Раскино, который подключен к более крупному, магистральному нефтепроводу Александровское-Томск-Анжеро-Судженск.



Кроме того, месторождение находится в 20 км от поселения Раскино. В этом же районе построена дожимная насосная станция вблизи разведочной скважины.

Район, где расположено месторождение, характеризуется развитой нефтедобывающей, рыбной, лесной, животноводческой и пушной промышленностью. Основные материально-технические базы снабжения находятся в городе Стрежевом.

Одним из важнейших аспектов, обеспечивающих энергетическую стабильность на месторождении, является электроснабжение. Для этой цели используется подстанция мощностью 220 кВт, расположенная в Раскино, и подстанция мощностью 35х6 кВт на территории месторождения.

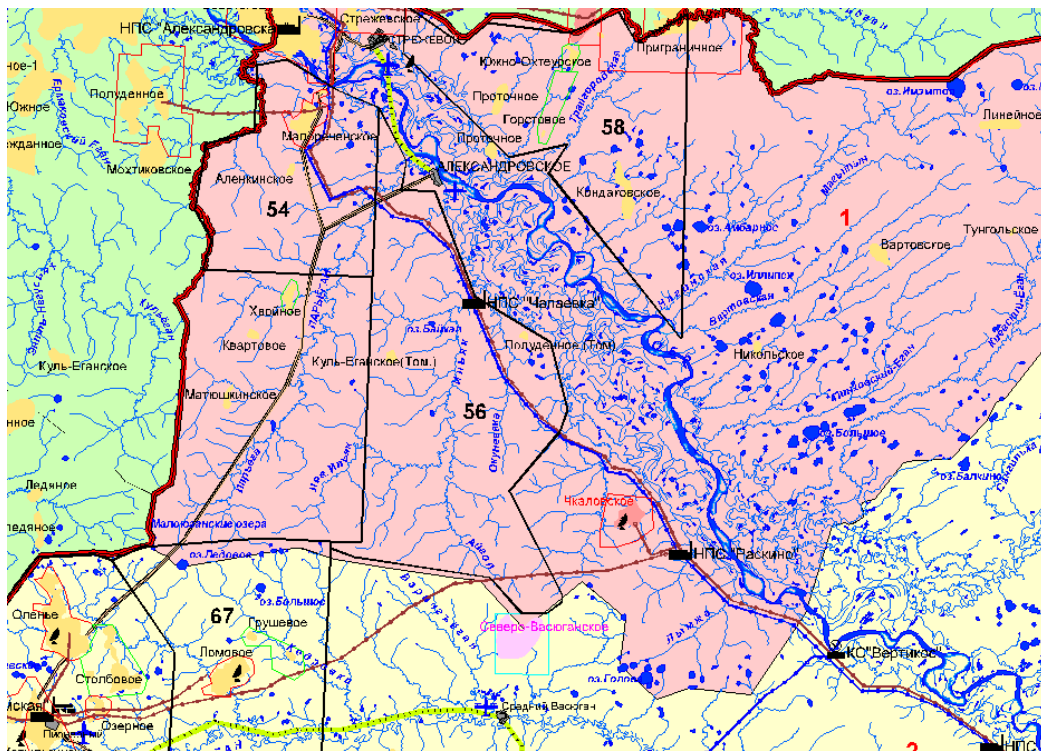


Рисунок 3 – Обзорная карта

### 3.1.7 Подбор горизонтального сепаратора

Обоснование расчета: изменение в количестве поступающей жидкости на УПН месторождения «Х», что обуславливает расчет нового НГС взамен НГС-25.

Давление поступающей нефти на первой ступени составляет 0,4 МПа; на второй ступени данный показатель составляет 0,1 МПа.

Соответственно плотность нефти на каждой ступени изменяется следующим образом: 800, 820 кг/м<sup>3</sup>.

Коэффициенты растворимости газа в нефти представляют следующие:  $\alpha_1 = 0,98$ ,  $\alpha_2 = 0,7$  (см<sup>2</sup>/кгс).

Определим суммарное количество газа, которая содержит поступающая нефть, как в свободном, так и растворенном состоянии по формуле [12]:

$$V = A \cdot G = 70 \cdot \frac{1119 \cdot 10^3}{800} = 97,91 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (1)$$

Далее определим количество газа, который остался в растворенном виде после 1 ступени сепарации:

$$V_1 = \alpha_1 \cdot P_1 \cdot \frac{G}{\rho_1} = 0,98 \cdot 40 \cdot \frac{1119}{0,8} = 54831 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (2)$$

Определим количество газа, который выделяется на первой ступени, по формуле:

$$V_1 = V - V_0 = 97910 - 54831 = 43070 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (3)$$

Определим количество газа, который выделяется на второй ступени сепарации по следующей формуле:

$$V_2 = (\alpha_1 \cdot P_1 - \alpha_2 \cdot P_2) \cdot \frac{G}{\rho_2} = (0,98 \cdot 40 - 0,7 \cdot 10) \cdot \frac{1119}{0,82} \quad (4)$$

$$= 43\,941 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Суммарное количество газа, которое выделилось суммарно на обеих ступенях определяется по формуле:

$$V_2 = 43070 + 43\,941 = 87\,011 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (5)$$

Тогда определим количество газа, которое остается в нефти после процессов сепарации по формуле:

$$V_{\text{общ}} = 97\,910 - 87\,011 = 10\,899 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (6)$$

Это составляет 1,8%.

Далее проведем расчет горизонтального сепаратора:

$$\frac{W_{\text{н}}}{W_{\text{г}}} = \frac{h}{L} \quad (7)$$

Где  $W_{\text{н}}$  – показатель, характеризующий скорость оседания частиц нефти, м/с;

$h$  – расстояние, которое определяется как вертикальное от верхней образующей до уровня нефти;

$W_{\text{г}}$  – показатель, который характеризует скорость газа в сепараторе, м/с;

$L$  – показатель, характеризующий длину сепаратора, м.

Показатель  $h$  определяется по следующей формуле:

$$h = (0,55 - 0,50)D = (0,5 - 0,55)2,4 = 0,12 \text{ м} \quad (8)$$

Подставляя выражения для скоростей в формулу (9), определяем пропускную способность по газу:

$$V = \frac{101 \cdot L}{h \cdot D^2 \cdot P \cdot d^2 \cdot (\rho_{\text{н}} - \rho_{\text{г}}) \cdot \mu_{\text{г}} \cdot T \cdot z} \quad (9)$$

Плотность газа  $\rho_{\Gamma}$  для сепаратора рассчитывается по формуле:

$$\rho_{\Gamma} = \rho_0 \cdot \left(\frac{P}{P_0}\right) \left(\frac{T_0}{T}\right) \left(\frac{1}{z}\right) = 1,21 \cdot \left(\frac{0,4}{0,1013}\right) \left(\frac{293}{300}\right) \left(\frac{1}{1}\right) = 4,96 \text{ кг/м}^3 \quad (10)$$

Где  $\rho_0$  – показатель, характеризующий плотность газа при н.у., кг/м<sup>3</sup>;

$P, P_0$  – давление газа в сепараторе и при н.у. (при н.у. данный параметр составляет  $P_0 = 0,1013 \text{ МПа} = 1,033 \cdot 9,81 \cdot 10^4 \text{ Па}$ );

$T, T_0$  - соответственно абсолютная температура в сепараторе, и абсолютная нормальная температура (293 К при 20 °С).

Подставим данные в формулу (10):

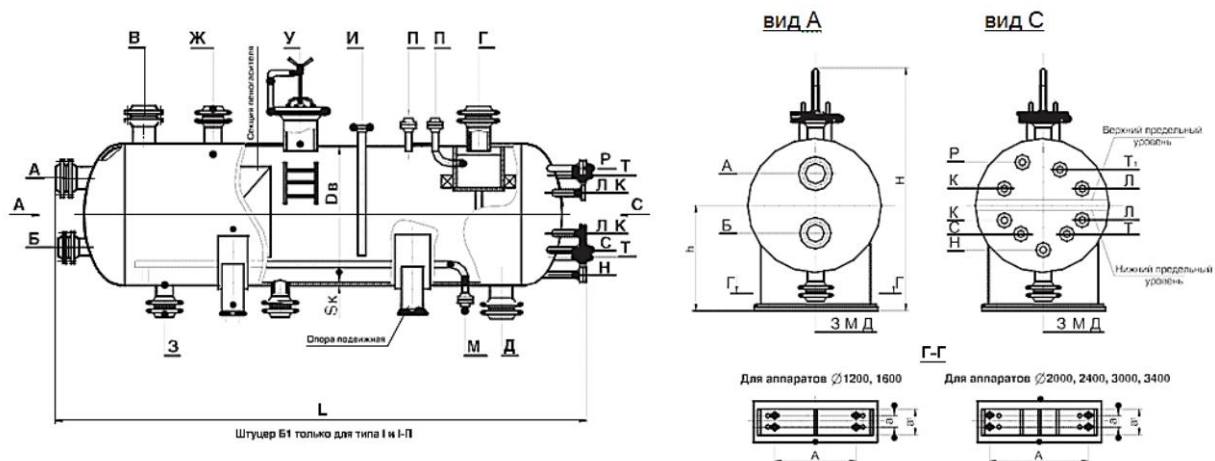
$$V = \frac{101 \cdot 11}{0,12 \cdot 2,4^2 \cdot 0,4 \cdot (80 \cdot 10^{-6})^2 \cdot (800 - 4,96) \cdot 0,000012 \cdot 10^{-3} \cdot 300 \cdot 1} = 77300 \text{ м}^3/\text{час}$$

Данный показатель позволяет обосновать замену НГС-25 на НГС-50 в соответствии с суточным расходом по газу. Данные по производительность вновь вводимого сепаратора представлены в таблице 3.3 Техническая характеристика НГС-50.

Таблица 5 – Техническая характеристика НГС-50

Производительность, м <sup>3</sup> /час		Давление, МПа		Объем, м <sup>3</sup>	Масса, кг
По нефти	По газу	Расчетное	Рабочее		
160-800	82900	0,4-0,6	0,4-5,7	50	9490

На рисунке 16 представлена схема НГС-50



А, Б – вход нефтегазовой эмульсии, В – вход газа, Г – выход газа, Д – выход нефти, Ж – для предохранительного клапана, У – монтажный лаз, И – для датчиков уровня, П – для диф. Манометра, З – дренаж, М – пропарка, Н – для термометра, Р – для манометра, С – для термометра, К – для регулятора уровня, Л – для сигнализатора уровня, Т – для указателя уровня

Рисунок 16 – схема НГС-50 [14]

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б8Г1	Родионов Алексей Евгеньевич

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	<b>21.03.01 Нефтегазовое дело/ Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений</b>

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

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

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

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

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

<i>График реализации проекта</i>
----------------------------------

<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	Маланина Вероника Анатольевна	К.Э.Н		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б8Г1	Родионов Алексей Евгеньевич		

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

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

#### **4.1.1 Техничко-экономическое обоснование проекта**

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

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

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

Современные деэмульгаторы должны являться реагентами комплексного действия, т.е. обладающими как деэмульгирующими, так и антикоррозионными свойствами, так как органические вещества, применяющиеся в качестве ингибиторов коррозии, это чаще всего соединения, содержащие гетероатомные включения в виде азота, серы, фосфора, кислорода.

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

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

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

#### **4.1.2 Анализ конкурентных технических решений**

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

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

Данный анализ помогает оценить недостатки решения и учесть их для



его совершенствования. В таблице 6 приведена оценочная карта деэмульгаторов Dissolvan 4411(K1), ДИН-2Д(K2), рассмотренных в работе.

Таблица 6 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

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

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

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

К2 – деэмульгатор ДИН-2Д во многом уступает К1, но более привлекателен по цене. Не рекомендуется использовать в качестве базового деэмульгатора, так как имеются более эффективные варианты, но отлично подойдет в качестве дополнительного в перспективе использования свойства синергии.

#### 4.2 План-график реализации проекта




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

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

Таблица 7 – Календарный план-график реализации проекта

Вид работ	Исполнители	кал. дней	Продолжительность выполнения работ													
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
закачка жидких деэмульгаторов	слесарь-ремонтник 5 разряда	4	■			■				■			■			
закачка жидких деэмульгаторов	оператор 5 разряда	8			■	■	■		■	■	■				■	■
приготовление растворов	мастер по химической обработке	4	■			■				■			■			

Условные обозначения:

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

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

### **4.3 Расчет сметы затрат на закачку вспененной композиции**

#### **4.3.1 Расходы на оплату труда и отчисления во внебюджетные фонды**

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

Слесарь-ремонтник 5 разряда-1 чел, тарифная ставка 141.54 руб.  
Оператор 5 разряда - 1 чел., тарифная ставка 127.08 руб.

Мастер по химической обработке -1 человек, тарифная ставка 173.4 руб.  
Время на закачку - 12 часов.

Фонд оплаты труда производственных рабочих (ФОТр) представляет собой основную ( $Z_0$ ) заработную плату.

$$O_{Tr} = Z_0, \text{ руб} \quad (11)$$

Основная заработная плата определяется по формуле:

$$Z_0 = (Z_{Tr} + Z_{п}) * K_T, \text{ руб} \quad (12)$$

Где  $K_T$  – районный коэффициент, 1,50;

$Z_{Tr}$  – заработная плата по тарифу, руб;  $Z_{п}$  – размер премии, руб.

Заработная плата слесарь-ремонтника 5 разряда:

$$Z_0 = 1,50*(12*4*(141.54) + 4214.59) = 16512.7 \text{ руб}$$

Заработная плата оператора 5 разряда:

$$Z_0 = 1,50*(12*8*(127.08) + 4214.59) = 24621.4 \text{ руб.}$$

Заработная плата мастера по химической обработке:

$$Z_0 = 1,50*(12*4*(173.4) + 4214.59) = 18806 \text{ руб.}$$

Суммарная заработная плата за выполнения мероприятия:

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

Отчисления во внебюджетные фонды 31%:

$$N_z = \text{ФОТр} * P_z / 100, \text{ руб} \quad (13)$$

Где  $P_z$  - Ставки отчисления во внебюджетные фонды (31%);

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

Расчет основной заработной платы сводится в таблице 8.

Таблица 8 – Расчет заработной платы

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

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

### 4.3.2 Расчет затрат на вспомогательные материалы

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

$$C_{ВМi} = Q_i * Ц_i, \text{руб} \quad (14)$$

где  $Q_i$  - количество  $i$ -го материала, тн;

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

Таблица 9 – Затраты на материалы

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

### 4.3.3 Расчет затрат на технологические операции

Затраты на проведение технологических операций определяются:

$$З_{то} = t_{mi} * C_{мчи}, \text{руб.} \quad (15)$$

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

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

Таблица 10 – Расчет затрат на проведение технологических операций

Наименование транспорта	Время на тех. опер., час	Стоимость работы, за час руб	Затраты на тех. опер., руб. сутки	Затраты на тех. опер., руб. за месяц
Dissolvan 4411				
БРХ-25	12	1323	15876	476280
Электроэнергия	12	8,6	103.2	3096
Итого			15979.2	479376

ДИН-2Д				
БРХ-25	36	1323	47628	1428840
Электроэнергия	36	8,6	309.6	9288
Итого			47937.6	1438128

Таблица 11 – Совокупный бюджет проектной работы

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

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

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

Исходные данные и расчет экономического эффекта представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Расчет экономического эффекта от применения деэмульгаторов

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

### **Вывод по разделу**

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

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б8Г1		Родионов Алексей Евгеньевич	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	<b>21.03.01 Нефтегазовое дело/ Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений</b>

Тема ВКР:

<b><i>Повышение эффективности работы установки подготовки нефти на месторождении «Х» (Томская область)</i></b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<b>Введение</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</li> </ul>	<p>Объект исследования: установка подготовки нефти. Область применения: нефтехимическая промышленность. Рабочая зона: производственное помещение. Размеры помещения 3 м * 5 м. Количество и наименование оборудования рабочей зоны: Полевой этап: установка подготовки нефти на месторождении «Х». Камеральный этап: ЭВМ – 1 шт. Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: контроль и регулировка технологических параметров установки подготовки нефти с автоматизированного рабочего места оператора</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Федеральный закон от 28.12.2013 N 426-ФЗ (ред. от 30.12.2020) "О специальной оценке условий труда" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2021)</p> <p>"Правила безопасной эксплуатации и охраны труда для нефтеперерабатывающих производств. ПБЭ НП-2001" (утв. Минэнерго РФ 11.12.2000)</p>
<b>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов;</li> <li>– Обоснование мероприятий по снижению воздействия ОВПФ.</li> </ul>	<p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Струи жидкости, воздействующие на организм работающего при соприкосновении с ним;</li> <li>2. Производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги тканей организма человека;</li> <li>3. Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов;</li> <li>4. Ударные волны воздушной среды;</li> <li>5. Производственные факторы, связанные с повышенным уровнем ионизирующих излучений;</li> <li>6. Взрывопожароопасность.</li> </ol>



	<p>Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий.</p> <p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Повышенный уровень общей вибрации;</li> <li>2. Повышенный уровень локальной вибрации;</li> <li>3. Повышенный уровень шума;</li> <li>4. Избыточное давление;</li> <li>5. Токсичность углеводородов нефти и химических реагентов;</li> <li>6. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;</li> <li>7. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;</li> <li>8. Монотонность труда, вызывающая монотонию;</li> <li>9. Длительное сосредоточенное наблюдение.</li> </ol> <p><b>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</b> изоляция проводов и её непрерывный контроль; предупредительная сигнализация и блокировка; использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов; защита от случайного прикосновения; защитное заземление; защитное отключение оборудования.</p>
<p><b>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации</b></p>	<p>Воздействие на селитебную зону – отсутствует.          Воздействие на литосферу – твердые бытовые отходы, строительство временных дорог.          Воздействие на гидросферу – разливы нефти.          Воздействие на атмосферу – тепловое воздействие оборудования, выделение опасных веществ в атмосферу.</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения/при эксплуатации</b></p>	<p><b>Возможные ЧС:</b>          Природные катастрофы (наводнения, цунами, ураган и т.д.);          Геологические воздействия (землетрясения, оползни, обвалы, провалы территории и т.д.);          Техногенные аварии (отказ систем безопасности; нарушение целостности трубопроводов, сосудов, аппаратов - тепловой взрыв с выбросом токсичных веществ, пожар).  <b>Наиболее типичная ЧС:</b> пожар.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Родионов Алексей Евгеньевич		

## **5 Социальная ответственность**

### **Введение**

В настоящей работе рассматривается повышение эффективности работы установки подготовки нефти на месторождении «Х» Томской области.

При подготовке нефти с использованием различного оборудования осуществляются процессы сепарации (удаление из нефти легких газов); обезвоживания (отделение воды); обессоливание (извлечение растворенных солей). Подготовка нефти – технологический процесс получения товарной продукции (нефти) из исходного добытого на месторождении сырья. После установки подготовки нефть должна соответствовать требованиям, указанным в ГОСТ 9965-76 «Нефть для нефтеперерабатывающих предприятий»

Объектом исследования является установка подготовки нефти (УПН) месторождения «Х» Томской области, а предметом исследования – параметры работы УПН на месторождении «Х».

Контроль параметров технологического процесса подготовки нефти осуществлялся с помощью автоматизированного рабочего места оператора – это программное обеспечение постоянного мониторинга процессов на промышленных предприятиях, которое помогает повысить эффективность проектирования и оптимизировать решения.

В процессе подбора необходимых оптимальных параметров был выявлен ряд зависимостей на каждой ступени сепарации. На первой ступени сепарации при увеличении давления увеличивается расход и уменьшается вязкость. Повышение температуры на второй ступени сепарации понижает расход и вязкость. На основе выявленных зависимостей были подобраны наиболее подходящие параметры для оптимизации работы установки.

Количество и наименование оборудования рабочей зоны: установка подготовки нефти на месторождении «Х» Томской области, ЭВМ – 1 шт. Размеры помещения 3 м \* 5 м.

## 5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Требования к организации и оборудованию рабочего места инженера при разработке проектного решения представлены на рисунке 17

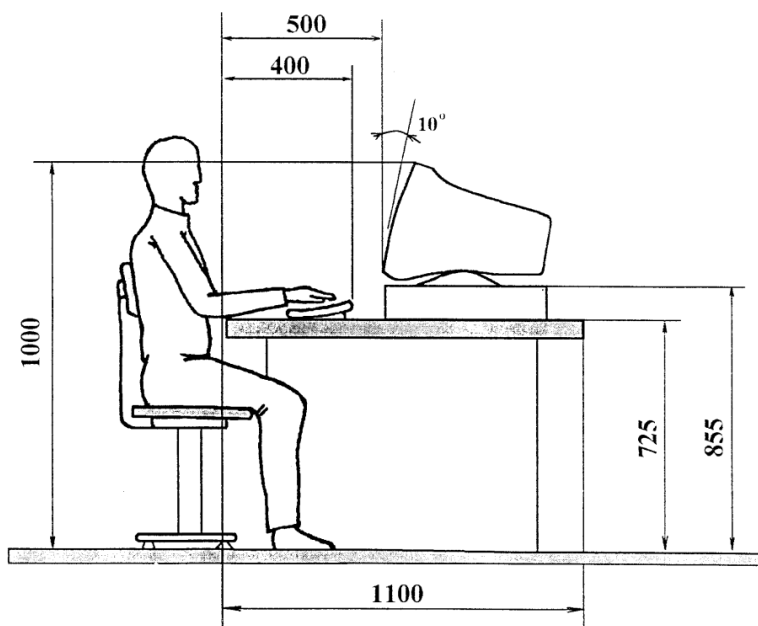


Рисунок 17 – Планировка рабочего места оператора

(согласно Постановлению Главного государственного санитарного врача РФ об утверждении санитарных правил СП 2.2.3670 - 20 "Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда" от 02.12.2020 №40 и ГОСТ 12.2.032 - 78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя.

Общие эргономические требования»)

Конструкция рабочего стола должна обеспечивать оптимальное размещение на рабочей поверхности используемого оборудования. Рабочий стул (кресло) должен быть подъемно - поворотным, регулируемым по высоте и углам наклона сиденья и спинки, а также расстоянию спинки от переднего края сиденья, при этом регулировка каждого параметра должна быть независимой, легко осуществляемой и иметь надежную фиксацию.

Условия труда согласно результатам проведения специальной оценки условий труда N 426 - ФЗ «О специальной оценке условий труда», являются

допустимыми (2 класс), при данных условиях на оператора воздействуют вредные и (или) опасные производственные факторы, уровни воздействия которых не превышают нормативные, а измененное функциональное состояние организма работника восстанавливается во время регламентированного отдыха или к началу следующего рабочего дня (смены). Согласно трудовому кодексу РФ и федеральному закону РФ «О специальной оценке условий труда» работникам с допустимыми условиями труда предусматриваются следующие обязанности и гарантии:

1. В соответствии с ч. 1 ст. 213 ТК РФ персонал проходит обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры для определения пригодности выполнения поручаемой работы и предупреждения профессиональных заболеваний. В соответствии с медицинскими рекомендациями указанные работники проходят внеочередные медицинские осмотры;

2. В соответствии с законодательством на работах с вредными и или опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, работодатель обязан бесплатно обеспечить выдачу сертифицированных средств индивидуальной защиты согласно действующим типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи работникам спецодежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты;

3. Защита передаваемых персональных данных работодателю, от неправомерного их использования или утраты;

4. Здоровые и безопасные условия труда. В качестве минимальных требований к условиям труда принимаются требования, установленные законодательством о труде. Своевременную выплату заработной платы в соответствии с квалификацией и сложностью труда;

5. Обязательное медицинское страхование и обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в порядке и на условиях, установленных для работников действующим законодательством РФ.

Ущерб, нанесенный работнику увечьем либо иным повреждением здоровья, связанным с использованием им своих трудовых обязанностей, подлежит возмещению.

Правила безопасной эксплуатации и охраны труда для нефтеперерабатывающих производств. ПБЭ НП-2001 устанавливают следующие основные требования безопасности к технологическим процессам:

- Технологические процессы должны разрабатываться на основании с требованиями ОПВБ в части обеспечения промышленной безопасности.

## **5.2 Производственная безопасность при эксплуатации**

Защита работающих от производственных опасностей обеспечивается выполнением комплекса организационных, санитарно-технических мероприятий и средств, направленных на предотвращение воздействия на работающих вредных производственных факторов:

- перед началом смены произвести осмотр рабочего места, проверить состояние технологического процесса, работу оборудования, его герметичность, исправность электрооборудования, канализационных сооружений, наличие и исправность противопожарного оборудования, а в случае обнаружения неполадок, угрожающих безопасности, принять меры к их немедленному устранению;
- не допускать резких изменений давления в трубопроводах во избежание их разгерметизации;
- при обнаружении пропуска нефти неисправный участок отключить и принять меры по устранению пропуска, уборке нефти;
- не допускать переполнения емкостного оборудования;
- ведение технологического процесса осуществлять в строгом соответствии с требованиями данного технологического регламента;
- к работе должны допускаться лица, имеющие специальную подготовку и определенную требованиями норм и правил квалификацию;

- во избежание возможности образования взрывоопасных концентраций паров нефти необходимо обеспечить герметичность трубопроводов и оборудования;

- работать только на исправном оборудовании с исправными контрольно-измерительными приборами и предохранительными устройствами;

- действия персонала при нормальной работе, пусках, остановках, аварийных ситуациях регламентируются соответствующими инструкциями;

- не допускать эксплуатацию оборудования без надежного заземления;

- движущиеся части оборудования должны иметь защитные кожухи и ограждения;

- ремонт и смазку движущихся механизмов производить только после их остановки;

- не допускать разлива нефти и химреагентов;

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

- для защиты органов дыхания работников внутри емкостей, резервуаров, колодцев, прямков должны применяться шланговые или кислородно-изолирующие противогазы, или воздушные изолирующие аппараты. Не допускается использование фильтрующих противогазов. Работу внутри емкостей (аппаратов) следует проводить бригадой в составе не менее двух человек (работающий и наблюдающий). Работающий в емкости (аппарате) должен использовать страховочную привязь с сигнально-спасательной веревкой. При выполнении работ внутри емкости (аппарата) на месте проведения работ должен присутствовать ответственный за проведение газоопасных работ

- приступать к ремонту или очистке емкости вручную можно только после полного спуска нефти, промывки и пропарки емкости, отсечение с

помощью заглушек от всех трубопроводов и открытия всех отверстий (лазов, люков), проведения анализа воздушной среды емкости на содержание горючих газов и паров менее 300 мг/м<sup>3</sup> (1% НКПР);

- работы в закрытых емкостях, колодцах производить с оформлением наряда-допуска на газоопасные работы;

- при обслуживании и ремонте емкостей применять только переносные светильники во взрывозащищенном исполнении напряжением не более 12В;

- во всех газоопасных местах во избежание взрыва, ремонт оборудования или какие-либо другие работы производить только искробезопасным инструментом;

- все средства пожаротушения, противопожарное оборудование и инвентарь должны содержаться в полной исправности и быть готовыми к их немедленному использованию;

- обслуживающий персонал на каждом рабочем месте должен находиться в установленной для данного рабочего места спецодежде и иметь при себе индивидуальные средства защиты;

- прием пищи должен производиться в выделенном для этой цели помещении, оборудованном в соответствии с действующими санитарными нормами;

- производственные помещения должны быть обеспечены аптечками первой помощи;

- за 15 мин до входа в производственное помещение необходимо включить вентиляцию;

- проведением систематического профилактического осмотра технического состояния оборудования и исправность ограждающих устройств;

- проведение технического обслуживания оборудования в соответствии с утвержденными графиками;

- проведение экспертизы промышленной безопасности оборудования в установленных случаях, указанных Федеральным законом №116-ФЗ от 21.07.1997 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;

- все работы повышенной опасности должны выполняться в соответствии с требованиями Стандарта АО «Томскнефть» ВНК «Организация работ повышенной опасности» (актуальная версия)

- состав воздуха насосной нефти постоянно контролируется датчиками загазованности с выходом сигнала (светового и звукового) на АРМ оператора. При превышении содержания взрывоопасных паров углеводородов нефти выше 20 % от НКПР происходит включение вытяжной вентиляции в насосной нефти, при 40% от НКПР происходит отключение вентиляции.

- для защиты от шума и вибрации динамического оборудования помещения, в которых они расположены, изготовлены из звукопоглощающих материалов, оборудование надежно закреплено и периодически центруется, балансируется;

- основные параметры работы оборудования выведены на АРМ оператора;

- предусмотрено дистанционное управление оборудованием;

- разработан план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий, проводятся учебно-тренировочные занятия с персоналом установки для отработки правильных действий, при возникновении аварийных ситуаций;

- при нарушении технологического режима должны приниматься меры по устранению нарушений;

- на установке должен быть в наличии перечень газоопасных мест и работ, который ежегодно пересматривается и переутверждается. Специалисты и рабочие обязаны быть ознакомлены с этим перечнем.



## 5.2.1 Выявление опасных и вредных производственных факторов

Рассмотрим опасные и вредные производственные факторы, возникающие при эксплуатации установки подготовки нефти (таблица 13).

Таблица 13 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте оператора установки подготовки нефти

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Струи жидкости, воздействующие на организм работающего при соприкосновении с ним	ГОСТ 12.4.259-2014. Одежда специальная для защиты от жидких химических веществ
Производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги тканей организма человека	ГОСТ Р 12.4.297-2013. Одежда специальная для защиты от повышенных температур теплового излучения, конвективной теплоты, выплесков расплавленного металла, контакта с нагретыми поверхностями, кратковременного воздействия пламени.
Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов	ГОСТ 12.4.280-2014 Одежда специальная для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий
Ударные волны воздушной среды	ГОСТ 12.4.280-2014 Одежда специальная для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий
Производственные факторы, связанные с повышенным уровнем ионизирующих излучений	СанПиН 2.6.1.2523-09 Нормы радиационной безопасности (НРБ-99/2009)
Производственные факторы, связанные с электрическим током	ГОСТ 12.4.124-83 «Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования»
Повышенный уровень общей и локальной вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность. Общие требования»
Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Повышенный уровень шума	СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 (с Изменениями N 1, 2)
Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*

Продолжение таблицы 13

Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
Монотонность труда, вызывающая монотонию	Р 2.2.2006-05. 2.2. гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда
Длительное сосредоточенное наблюдение.	Р 2.2.2006-05. 2.2. гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда

### 5.2.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов

**Струи жидкости, воздействующие на организм работающего при соприкосновении с ним.**

- 1) Источник: УПН, вспомогательное оборудование.
- 2) Наиболее типичные травмы: воздействие на кожу, вызывающее дерматиты и экземы, некроз тканей, возможны фолликулярные поражения
- 3) Предельно допустимая концентрация для нефти в области рабочей зоны не должно превышать 300 мг/м<sup>3</sup>, класс опасности 4. Данная концентрация при ежедневной работе в течении 8 часов (но не более 41 часов в неделю) не может вызывать заболеваний или отклонений в состоянии здоровья.
- 4) Перед началом работ должна быть определена система связи (рация взрывозащищенная). Обеспечен контроль состояния воздушной среды (индивидуальные сигнализаторы). При возникновении нештатной ситуации работы должны быть прекращены, а работники должны покинуть опасную зону.

Оператор должен быть обеспечен СИЗ: спецодеждой, специальной обувью соответствующей характеру и условиям выполняемой работы; инструментом и приспособлениями, не дающих искр и вспомогательными

материалами (жидкостный пробоотборник, рулетка).

**Производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги тканей организма человека.**

- 1) Источник: УПН, вспомогательное оборудование.
- 2) Наиболее типичные травмы: ожоги.
- 3) Уровни защиты спецодежды от воздействия контактного тепла определяются в зависимости от показателя порогового времени при температуре 250°C в соответствии с таблицей 1 ГОСТ Р 12.4.297-2013
- 4) Оператор должен быть обеспечен СИЗ: спецодеждой, специальной обувью соответствующей характеру и условиям выполняемой работы; инструментом и приспособлениями, не дающих искр и вспомогательными материалами (жидкостный пробоотборник, рулетка)

**Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов**

- 1) Источник: УПН, вспомогательное оборудование.
- 2) Наиболее типичные травмы: порезы.
- 3) Значения разрывной нагрузки ниточных швов соединений основных деталей в изделиях спецодежды должны соответствовать таблице 1 ГОСТ 12.4.280-2014
- 4) Оператор должен быть обеспечен СИЗ: спецодеждой, специальной обувью соответствующей характеру и условиям выполняемой работы.

**Ударные волны воздушной среды**

- 1) Источник: УПН, вспомогательное оборудование.
- 2) Наиболее типичные травмы: ушибы.
- 3) Значения разрывной нагрузки ниточных швов соединений основных деталей в изделиях спецодежды должны соответствовать таблице 1 ГОСТ 12.4.280-2014
- 4) Оператор должен быть обеспечен СИЗ: спецодеждой, специальной обувью соответствующей характеру и условиям выполняемой работы.

## **Производственные факторы, связанные с повышенным уровнем ионизирующих излучений**

- 1) Источник: УПН, вспомогательное оборудование.
- 2) Типичные заболевания: Злокачественные новообразования, наследственные эффекты.
- 3) При обосновании защиты от источников потенциального облучения в течение года принимаются следующие граничные значения обобщенного риска (произведение вероятности события, приводящего к облучению, и вероятности смерти, связанной с облучением): персонал -  $2,0 \times 10^{-4}$ , год<sup>-1</sup>.

Годовая эффективная доза облучения персонала за счет нормальной эксплуатации техногенных источников ионизирующего излучения не должна превышать пределов доз, установленных в таблице 3.1 СанПиН 2.6.1.2523-09 Нормы радиационной безопасности (НРБ-99/2009).

- 4) Радиационному контролю подлежат: радиационные характеристики источников излучения, выбросов в атмосферу, жидких и твердых радиоактивных отходов; радиационные факторы, создаваемые технологическим процессом на рабочих местах и в окружающей среде; радиационные факторы на загрязненных территориях и в зданиях с повышенным уровнем природного облучения; уровни облучения персонала и населения от всех источников излучения.

## **Производственные факторы, связанные с электрическим током**

- 1) Источник: незаземлённые электропроводные узлы и детали оборудования.
- 2) Наиболее типичные травмы: электротравмы.
- 3) Безопасные номинальные значения: напряжение - менее 12 В; ток - менее 0,1 А; заземление менее 4 Ом.
- 4) Для защиты персонала от поражения электрическим током на рабочих местах предприятия используются следующие меры: изоляция проводов и её непрерывный контроль; предупредительная сигнализация и блокировка; использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов; защита от

случайного прикосновения; защитное заземление; защитное отключение; зануление.

### **Повышенный уровень общей и локальной вибрации**

- 1) Источник: электроприемники, электрооборудование, различные производственные механизмы.
- 2) Типичные заболевания: Вибрационная болезнь.
- 3) Общие требования по вибрационной безопасности для персонала представлены в таблице 13.

Таблица 14 – Общие требования по вибрационной безопасности

Вид вибрации	Допустимый уровень вибростойкости, дБ, в октавных полосах с среднегеометрическими частотами, Гц			
	2	4	8	50
Технологическая	108	99	93	92

Всё оборудование, являющееся источником вибраций, должно быть установлено на виброопорах.

### **Повышенный уровень шума**

- 1) Источник: работающее основное и вспомогательное оборудование.
- 2) Типичные заболевания и травмы: снижение слуха, в последующем тугоухость, различные вегетативные сдвиги и изменения в работе сердечно-сосудистой системы.
- 3) При работе в помещении, уровень шума не должен превышать 80 дБ, согласно Постановлению Главного государственного санитарного врача РФ от 28.01.2021 №2 об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 1.2.3685 - 21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» п.35.
- 4) В качестве защиты от шума и звука следует применять нормирование; некоторые технические тонкости, звукоизоляцию, звукопоглощение,

специальные глушители аэродинамического шума, средства индивидуальной защиты (наушники, беруши, противошумные каски, специальная противошумная одежда).

**Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения**

1) Источник: отсутствие достаточного освещения.

2) Типичные травмы: отрицательное воздействие на функционирование зрительного аппарата, на эмоциональное состояние, вызывает усталость центральной нервной системы.

3) Одним из важных показателей световой среды является коэффициент пульсации освещенности (Кп). Коэффициент пульсации освещенности – это критерий оценки глубины колебаний (изменений) освещенности, создаваемой осветительной установкой, во времени. Для производственных помещений величина Кп должна быть не более 15%.

На этой основе разработаны требования к освещению для рабочих мест персонала в рабочем помещении, указанные в таблице 14.

Таблица 15 – Нормы освещённости помещений

Помещения и производственные участки	Плоскость нормирования освещенности и ее высота от пола, м	Разряд зрительной работы	Освещенность, лк	
			При комбинированном освещении	При общем освещении
Рабочее помещение	Рабочая область станка, 1,2-1,4 м	VI		100
	Пол	-		10

4) Наилучшим видом освещения является дневное, солнечное. Однако, как уже было сказано выше, дневной свет не может обеспечить нужное освещение в течении всего рабочего дня. Поэтому в соответствии с СП все помещения предприятия имеют искусственное освещение. В качестве источников искусственного освещения применяются энергосберегающие

светодиодные и газоразрядные лампы.

**Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего**

1) Источник: Неблагоприятные перепады производственного микроклимата в помещениях обусловлены наличием многочисленного теплонесущего оборудования. Высокая температура воздуха и низкая (большей частью) относительная влажность в помещении объясняется значительными конвективными и радиационными тепловыделениями от оборудования.

2) Типичные травмы: Понижение температуры и повышение скорости движения воздуха могут привести к переохлаждению организма, а при повышенной температуре воздуха, работоспособность оператора падает. Недостаточная влажность воздуха может привести к интенсивному испарению влаги со слизистых оболочек, их пересыхания и растрескивания, а затем и загрязнение болезнетворными микроорганизмами.

3) По ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ нормируются следующие параметры: температура, относительная влажность, скорость движения воздушного потока, ПДК вредных веществ.

Работа оператора УПН относится к категории Пб (работы связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением, энерготраты 233-290 Вт).

В рассматриваемом помещении температура воздуха в теплый период года составляет 26-43 °С, относительная влажность 17-53 %, скорость движения воздуха - от 0,5 до 2,6 м/с. В холодный период температура воздуха рабочих зон на разных отметках снижается неравномерно и находится в пределах 13-45 °С, относительная влажность составляет 17-71 %, скорость движения воздуха в пределах от 0,5 до 1,4 м/с.

4) Параметры микроклимата в зимнее время поддерживаются системой отопления и вентиляцией, летом – только общеобменной вентиляцией.

### **Монотонность труда, вызывающая монотонию**

- 1) Источник: режим труда
- 2) Типичная травма: монотония сопровождается полусонным состоянием, сопровождающимся снижением психической активности, апатией.
- 3) Монотонность нагрузок должна соответствовать значениям части 4 Таблицы 18 Р 2.2.2006-05. 2.2.
- 4) Режим труда и отдыха необходимо устанавливать в соответствии с условиями труда (2 класс) и требованиями к ним Р 2.2.2006-05. 2.2.

### **Длительное сосредоточенное наблюдение.**

- 1) Источник: режим труда
- 2) Типичная травма: переутомление.
- 3) Монотонность нагрузок должна соответствовать значениям частям 3 и 5 Таблицы 18 Р 2.2.2006-05. 2.2. Режим труда и отдыха необходимо устанавливать в соответствии с условиями труда (2 класс) и требованиями к ним Р 2.2.2006-05. 2.2.

## **5.3 Экологическая безопасность при эксплуатации**

Безопасность окружающей среды должна обеспечиваться отсутствием утечек нефти и газа на производстве. Согласно Постановлению Правительства РФ «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий (с изм. от 01.10.2021)» раздел 2 п.17 анализируемый объект относится к II категории, оказывающих умеренное негативное воздействие на окружающую среду.

### *Мероприятия направленные на защиту земельных ресурсов*

Загрязнение земляных ресурсов может быть в результате неправильной утилизации отходов таких как: тара из - под лакокрасочных материалов, промасленная ветошь. Для исключения загрязнения необходимо обеспечить



территорию площадками временного хранения твердых бытовых отходов (ТБО) и твердых коммунальных отходов (ТКО), и ящиками накопления для промасленной ветоши. Для последующей утилизации отходов заключаются договора с лицензированными организациями.

При строительстве временных дорог происходит срезка почвенного слоя на полосе отвода и перемещении его на некоторое расстояние. Почва подвергается механическому воздействию, которое приводит к нарушению морфологического строения почв, и как следствие происходит трансформация физико-химических, биохимических, водно-физических свойств почв.

После окончания эксплуатации временных дорог необходимо их ликвидировать и проводить работы по восстановлению почв.

#### *Мероприятия направленные на защиту воды и водных объектов*

Возможное попадание в гидросферу жидких бытовых отходов может произойти по причине негерметичности отвода по канализации на очистные сооружения. Данные отходы содержат вещества, которые обладают высокой инфекционностью и являются опасными для здоровья работников. Изначально при проектировании систем следует руководствоваться требованиями безопасности к системам водоотведения, также должны быть предусмотрены мероприятия, обеспечивающие бесперебойность их работы, что исключит попадание в гидросферу.

При использовании нефтеотстойников возможно попадание нефти в природную водную среду. Необходимо на этапе проектирования и строительства обеспечить нефтеотстойники и все дополнительное технологическое оборудование надежной гидроизоляцией. Также необходимо выполнять строительство заградительных гидротехнических сооружений на водостоках, предназначенных для локализации возможных выбросов вредных веществ и загрязнений.

#### *Мероприятия направленные на защиту атмосферы*

Возможное тепловое воздействие, может произойти в результате возникновения очага горения в УПН. Объем выбросов в атмосферу зависит от

распространения, устойчивости конструкций оборудования, наличия должных средств противопожарной защиты и удаленности пожарных подразделений от УПН. Тепловое воздействие может привести к гибели работников, потере устойчивости соседнего оборудования и возникновению новых очагов пожара.

Пары нефти в смеси с кислородом образуют взрывчатые смеси. Наименьшая концентрация при которой уже возможен взрыв называется нижним концентрационным пределом распространения пламени (НКПРП). Числовое значение для нефти - 42000 мг/м<sup>3</sup>. Наибольшая концентрация при которой еще возможен взрыв называется верхним концентрационным пределом распространения пламени (ВКПРП). Числовое значение для нефти 195000 мг/м<sup>3</sup>. Концентрация от НКПРП до ВКПРП называется концентрационным диапазоном взрываемости. С целью обеспечения взрывопожаробезопасности установлена предельно - допустимая взрывобезопасная концентрация ПДВК - 2100 мг/м, что соответствует 5% от НКПРП (для паров углеводородов нефти).

Методы защиты:

- обеспечение противопожарной и противовыбросовой сигнализации;
- контроль за выбросом, содержанием и осаждением различных веществ путем периодического отбора проб воздуха;
- применение газоанализаторов, пыле-, газоулавливателей;
- использование передовых технологий по предотвращению фонтанных выбросов;
- своевременный контроль, ремонт, регулировка и техническое обслуживание узлов, систем и агрегатов влияющих на выброс вредных веществ;
- применение герметизированной системы сбора и транспорта продукции скважин.

## **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации**

*Возможные ЧС:* Природные катастрофы (наводнения, цунами, ураган и т.д.); Геологические воздействия (землетрясения, оползни, обвалы, провалы территории и т.д.); Техногенные аварии (отказ систем безопасности; нарушение целостности трубопроводов, сосудов, аппаратов - тепловой взрыв с выбросом токсичных веществ, пожар).

*Наиболее типичная ЧС:* пожар.

*Класс пожара:* в зависимости от вещества, которое будет гореть, его можно отнести к классу В (пожары горючих жидкостей) или к классу С (пожар газов).

*Основными методами, способствующими уменьшению масштабов ЧС, являются:* обучение персонала навыкам поведения в ЧС; усиленный контроль за состоянием объекта; первичная система пожаротушения (система орошения при тушении горящего резервуара, а так же для охлаждения при горении соседнего резервуара, генератор пены предназначен для пенного пожаротушения нефтепродуктов внутри резервуара); во избежание аварийного разлива нефти, каждый резервуар должен быть огражден земляным обвалованием; система оповещения населения, персонала объекта и органов управления для своевременных необходимых мер по защите населения.

*Первичные средства пожаротушения, используемые в целях борьбы с пожарами:* переносные и передвижные огнетушители; пожарный инвентарь (пожарные багры, ломы, топоры, крюки, пилы, лопаты); покрывала для изоляции очага возгорания (противопожарное полотно); генераторные огнетушители аэрозольные переносные.

*Ликвидация последствий ЧС:* повести демонтаж оборудования; зачистить территорию от остатков продуктов горения.

### **Выводы по разделу**

В данной главе выпускной квалификационной работы было рассмотрено

рабочее место инженера и взаимодействие на него возможных опасных и вредных производственных факторов. Фактические значения соответствуют нормативным требованиям согласно:

- разделу 1 п.1.13 правил устройства электроустановок (ПУЭ) рабочее помещение относится ко второму классу;

- Постановлению Главного государственного санитарного врача РФ от 28.01.2021 N 2 «Об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания», работа относится к категории Пб.

- СОУТ категория помещения(операторной) по взрывопожарной и пожарной опасности относится к категории Б;

- Постановлению «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий (с изменениями на 7 октября 2021 года)» согласно разделу 2 п.17 относится к объектам II категории оказывающих умеренное негативное воздействие на окружающую среду.

## Заключение

В ходе написания ВКР были изучены теоретические основы подготовки нефти после добычи с целью доведения ее до товарного качества. Были исследованы современные процессы подготовки нефти с применением процессов сепарации, обезвоживания и обессоливания.

На следующем этапе была дана характеристика объекта исследования – месторождения «Х»: общие сведения, физико-химические свойства добываемой нефти.

На следующем этапе дано описание работы УПН месторождения «Х» в пяти режимах. Было дано обоснование каждого режима и сравнительный анализ и преимущества каждой из схем. Проведен инженерный расчет по замене НГС-25 на НГС-50 в связи с увеличением добычи по нефти 620 м<sup>3</sup>/ч и по газу 77300 м<sup>3</sup>/ч.

Дана оценка социальной ответственности проекта и его экономическая эффективность.

## Список использованных источников

1. ГОСТ 9965-76. Нефть для нефтеперерабатывающих предприятий - URL: <http://www.techhar.ru/gost/285640.html> (дата обращения: 24.04.2023). - Текст : электронный.
2. Абрамзон, А. А. Поверхностно-активные вещества, свойства и применение: учебник / А. А. Абрамзон. – Ленинград : Химия, 1981. – 256 с. – ISBN 978-5-9909988-3-4.
3. Амелин, И. Д. Эксплуатация и технология разработки нефтяных и газовых скважин: монография / И. Д. Амелин, Р. С. Андриасов. – Москва : Недра, 1978. – 357 с. – ISBN 978-5-9948- 2526-6.
4. Антонова, Е. О. Основы нефтегазового дела: учеб. для вузов / Е. О. Антонова. – Москва : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2018. – 307 с. – ISBN 5-8365-0151-3.
5. Ахметов, С. А. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа : учебное пособие / С. А. Ахметов. – Санкт-Петербург : Недра, 2016. – 868 с. – ISBN 5-4465-0152-4.
6. Байков, Н. М. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды / Н. М. Байков. – Москва : Недра, 1981. – 261 с.
7. Лазута, И. В. Технологические процессы, оборудование и автоматизация нефтегазодобычи : учебное пособие / И. В. Лазута, Р. Ю. Сухарев. – Омск : Изд-во СибАДИ, 2015. – 158 с. – ISBN 978-5-93204-836-8.
8. Лебедьков, А. Е. Справочник инженера по подготовке нефти / А. Е. Лебедьков. – Нефтеюганск, 2017.– 295 с.
9. Позднышев, Г. Н. Стабилизация и разрушение эмульсий: учебник / Г. Н. Позднышев. – Москва : Недра, 1982. – 259 с.
10. Тронов, В. П. Промысловая подготовка нефти: учебник / В.П. Тронов. – Москва : Недра, 2017. – 163 с.

11. Чухарева, Н. В. Транспорт скважинной продукции: учебное пособие / Н. В. Чухарева. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 357 с. – ISBN 5-98298-431-0.
12. Шишмина, Л.В. Сбор и подготовка продукции нефтяных и газовых скважин / Л. В. Шишмина – Томск : Изд-во. ТПУ, 2002. – 129 с.
13. Технологический регламент Пункта подготовки и сбора нефти (УПН месторождения «Х») № П1-01.05 ТР-1004 ЮЛ-098 ВЕРСИЯ 5.
14. Нефтегазовый сепаратор НГС-50. - Текст: электронный // Официальный сайт ООО «Салюс». – URL: <https://salus-ural.ru/oborudovanie/neftegazovoe/separatory-neftegazovye/> (дата обращения 29.05.2023).
15. Шаевский, О. Ю. Проект разработки Чкаловского месторождения / О. Ю. Шаевский. – Москва, 2000. – 152 с. – ISBN 5-09-006867-4.
16. Проект разработки Чкаловского месторождения «ТомскНИПИнефть», 2005 г.
17. Отчет о производственной деятельности ЦДНГ-4 ОАО «Томскнефть» ВНК за 2003-2007 гг.
18. Отчет «Показатели текущего состояния разработки по месторождениям». ОАО «Томскнефть» ВНК, 2007 г.