

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

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ УСТАНОВКИ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО СБРОСА ВОДЫ НА ВАХСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ХМАО)</b>

УДК: 622.276.8.05(571.122)

#### Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г2	Апраксин Дмитрий Александрович		

#### Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ОНД ИШПР	Вершкова Елена Михайловна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2022 г.

## Результаты освоения ООП

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

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

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

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

**ЗАДАНИЕ  
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7Г2	Апраксин Дмитрий Александрович

Тема работы:

Анализ эффективности работы установки предварительного сброса воды на Вахском месторождении (ХМАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.04.2022 118-10/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, фондовая и научная литература, патенты, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1 Теоретические основы процесса предварительного сброса воды 2 Описание технологического процесса установки предварительного сброса воды на Вахском месторождении 3 Техничко-технологические решения для повышения процесса предварительного сброса воды на Вахском месторождении 4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы***(с указанием разделов)*

<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Теоретические основы процесса предварительного сброса воды	Старший преподаватель Вершкова Елена Михайловна
Описание технологического процесса установки предварительного сброса воды на Вахском месторождении	Старший преподаватель Вершкова Елена Михайловна
Технико-технологические решения для повышения процесса предварительного сброса воды на Вахском месторождении	Старший преподаватель Вершкова Елена Михайловна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор Гасанов Магеррам Али оглы
Социальная ответственность	Старший преподаватель Авдеева Ирина Ивановна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Теоретические основы процесса предварительного сброса воды	
Описание технологического процесса установки предварительного сброса воды на Вахском месторождении	
Технико-технологические решения для повышения процесса предварительного сброса воды на Вахском месторождении	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

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

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г2	Апраксин Дмитрий Александрович		

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования: высшее  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения: весенний семестр 2021 /2022 учебного года

Форма представления работы:

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

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

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
22.03.2022	Теоретические основы процесса предварительного сброса воды	20
12.04.2022	Описание технологического процесса установки предварительного сброса воды на Вахском месторождении	20
05.05.2022	Технико-технологические решения для повышения процесса предварительного сброса воды на Вахском месторождении	20
11.05.2022	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
17.05.2022	Социальная ответственность	20

#### СОСТАВИЛ:

##### Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД ИШПР	Вершкова Елена Михайловна			

#### СОГЛАСОВАНО:

##### Руководитель ООП

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

## Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 97 страниц, 20 рисунков, 21 таблица, 25 источников.

Ключевые слова: СБРОС ВОДЫ, СЕПАРАЦИЯ, СЕПАРАТОР, ЭМУЛЬСИЯ, МЕХАНИЧЕСКИЕ ПРИМЕСИ, РЕКОНСТРУКЦИЯ, КОРРОЗИЯ, ОБВОДНЕННОСТЬ.

Объект исследования: технология предварительного сброса воды на Вахском месторождении.

Цель работы: анализ эффективности работы установки предварительного сброса воды на Вахском месторождении.

В результате исследований предложено провести реконструкцию УПСВ по одному из вариантов: расширение УПСВ путём установки трехфазных сепараторов ТФС или реконструкция УПСВ путём модернизации действующего сепаратора. В ходе работы проведена сравнительная характеристика нескольких моделей трехфазных сепараторов.

Также в работе предложена электрохимическая защита стальных резервуаров для защиты от коррозии.

Экономическая значимость работы: подобрано наиболее эффективное оборудование, создана конкурентоспособная разработка, соответствующая современным тенденциям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

## Обозначения и сокращения

УПСВ – установка предварительного сброса воды;

ТФС – трехфазный сепаратор;

ЦППН – цех предварительной подготовки нефти;

УКПН – установка комплексной подготовки нефти;

ЦТП – центральный товарный парк;

ДНС – дожимная насосная станция;

БКНС – блочная кустовая насосная станция;

ППД – поддержание пластового давления;

ППН – промысловая подготовка нефти;

СГ – сепаратор газовый;

ТХУ – термохимические установки;

РВС – резервуар вертикальный стальной;

СППК – сбросной пружинный предохранительный клапан;

ГПЗ – газоперерабатывающий завод.

## Оглавление

Введение.....	10
1 Теоретические основы процесса предварительного сброса воды .....	12
1.1 Описание технологии подготовки нефти и газа .....	12
1.2 Особенности промысловой подготовки нефти и газа на месторождениях Западной Сибири.....	13
1.3 Технологическая схема предварительного сброса воды.....	16
1.4 Эффективность применения трехфазных сепараторов для сброса воды..	21
2 Описание технологического процесса установки предварительного сброса воды на Вахском месторождении .....	23
2.1 Общая характеристика производства .....	23
2.2 Характеристика исходного сырья .....	26
2.3 Описание технологического процесса.....	27
3 Техничко-технологические решения для повышения процесса предварительного сброса воды на Вахском месторождении .....	38
3.1 Защита резервуарного парка УПСВ от коррозии .....	38
3.2 Реконструкция установки предварительного сброса воды на месторождении .....	42
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ..	52
4.1 Техничко-экономическое обоснование проекта.....	52
4.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	53
4.2.1 Потенциальные потребители результатов исследования .....	54
4.2.2 Сравнение конкурентных технических решений.....	55
4.2.3 SWOT-анализ.....	58
4.3 График проведения работ.....	61



4.4 Бюджет научного исследования .....	63
4.4.1 Затраты на специальное оборудование.....	63
4.4.2 Расчет амортизационных отчислений.....	64
4.4.3 Расчет заработной платы.....	65
4.4.4 Отчисления во внебюджетные фонды .....	67
4.4.5 Формирование бюджета затрат на реализацию проект .....	68
4.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	68
5 Социальная ответственность .....	73
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	73
5.2 Производственная безопасность .....	74
5.3 Экологическая безопасность.....	83
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	88
Заключение .....	92
Список используемых источников.....	94
Приложение .....	97

## **Введение**

Одной из главных задач социально-экономического развития РФ является создание эффективной, конкурентоспособной экономики. Что в свою очередь невозможно без использования новых технологий в производстве. Бережное и предусмотрительное отношение не только к незаменимым ресурсам при производстве товаров, но и ко всей экосистеме нашей планеты в процессе всей жизни в целом. Несомненно, что в нефтегазовой отрасли экономия энергоносителей и всех видов ресурсов должна достигаться за счет использования наиболее экономичных технологий, оборудования и технологий. Это позволит снизить удельные затраты ресурсов и энергоносителей на тонну добытой и очищенной нефти.

Нефтесодержащая жидкость, добываемая из скважин, также содержит газы различного состава и пластовые воды как в эмульгированном, так и в свободном состоянии. Кроме этого наличествуют механические примеси и минеральные соли.

Присутствие всего вышеперечисленного в скважинной жидкости не только значительно усложняет транспортировку и переработку нефти, но и требует создания первичной установки для слива воды непосредственно в нефтегазовое месторождение. Физико-химические свойства скважинного флюида оказывают решающее влияние на выбор технологических систем и схем операций по подготовке нефти.

При достижении скважинными жидкостями значений обводненности 30-40% остро встает проблема газоотделения и начального сброса воды. Где действующие очистные сооружения рассчитываются на начальную стадию разработки месторождений, когда поступающая жидкость содержит не более 30% пластовой воды, и не имеет очистных сооружений соответствующей мощности.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ эффективности работы установки предварительного сброса воды на Вахском нефтяном месторождении.

Для достижения поставленной цели предстоит решить ряд задач:

- описать технологию предварительного сброса воды на месторождениях;
- изучить основные проблемы, возникающие при подготовке нефти на месторождении;
- охарактеризовать процесс предварительного сброса воды на Вахском месторождении;
- разработать мероприятия для повышения производительности установки предварительного сброса воды на Вахском месторождении путем реконструкции УПСВ;
- произвести расчёт экономического эффекта от модернизации сепарационного оборудования;

Объект исследования: технология предварительного сброса воды Вахского месторождения.

Предмет исследования: анализ и выбор наиболее эффективного метода подготовки товарной нефти на установке предварительной подготовки нефти Вахского месторождения.

Новизна рассматриваемой работы заключается в расширении области использования трехфазных сепараторов ТФС на условия предварительного сброса воды Томской области.

Практическая значимость проделанной работы состоит в том, что в связи с модернизацией сепарационного оборудования для подготовки нефти на Вахском месторождении существенно повысится качество товарной нефти.

# 1 Теоретические основы процесса предварительного сброса воды

## 1.1 Описание технологии подготовки нефти и газа

Система сбора и подготовки нефти включает комплекс промышленного технического оборудования и трубопроводных сооружений. Обычно для сбора и подготовки продукции скважин на месторождениях используется компактная напорная система, что практически полностью исключает потери углеводородов. На рис. 1 представлена типовая схема сбора и подготовки нефти, газа и воды. [1].

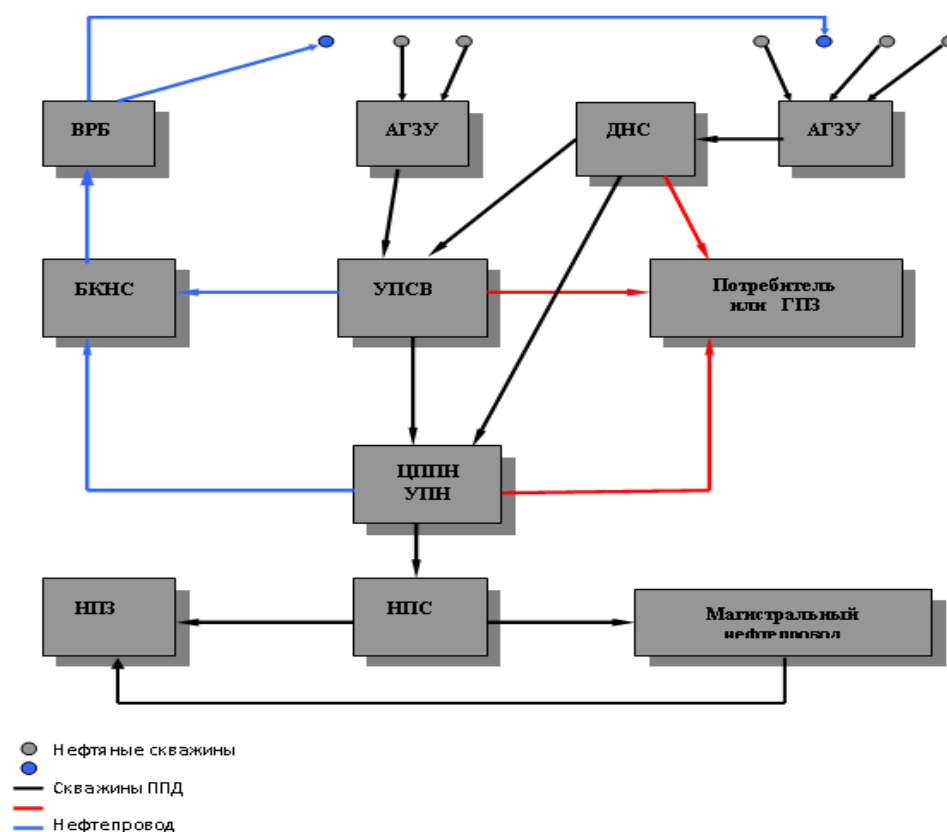


Рисунок 1 – Схема сбора и подготовки нефти

Жидкость проходит два последовательных этапа сепарации. Перед первой стадией разделения в жидкость подают реагент или деэмульгатор. Газ с двух ступеней сепарации поступает на установку осушки газа, а затем к потребителю или на электростанцию. Жидкость со второй ступени сепарации

поступает в резервуарный парк, где происходит частичное отделение механических примесей и предварительный сброс воды с подачей ее на насосную станцию БКНС для закачки в резервуар. БКНС осуществляет подготовку, учет и подачу воды в направлении водораспределительных Батарей (ВРД). Вода подается из ВРБ в нагнетательные скважины. После ДНС или УПСВ нефть поступает на подготовку.

Отделение газа осуществляется на ДНС и объектах УПСВ; Предварительное обезвоживание нефти также осуществляется на установках предварительного сброса воды. Окончательное разделение, глубокую осушку, обессоление и стабилизацию нефти осуществляют на установках подготовки нефти [2].

## **1.2 Особенности промышленной подготовки нефти и газа на месторождениях Западной Сибири**

Промышленная подготовка нефти необходима с целью отделения нефти от попутного нефтяного газа, воды и различного рода механических примесей в виде песка, например. Эти примеси могут привести к негативным последствиям, таким как износ оборудования, допустим, вследствие коррозии, а также к снижению качества товарной нефти.

По этой причине проводят промышленную переработку нефти, которая заключается в проведении ряда мероприятий:

1. Дегазация нефти;
2. Обезвоживание продукции;
3. Обессоливание;
4. Стабилизация нефти.

Схема дегазации нефти на месторождениях Западной Сибири приведена на рисунке 2 [3].

Наполнение резервуаров нефтью, очищенной от газа, варьируется исходя из числа ступеней: чем их больше, тем увеличивается объем переработанного «чёрного золота» [3].

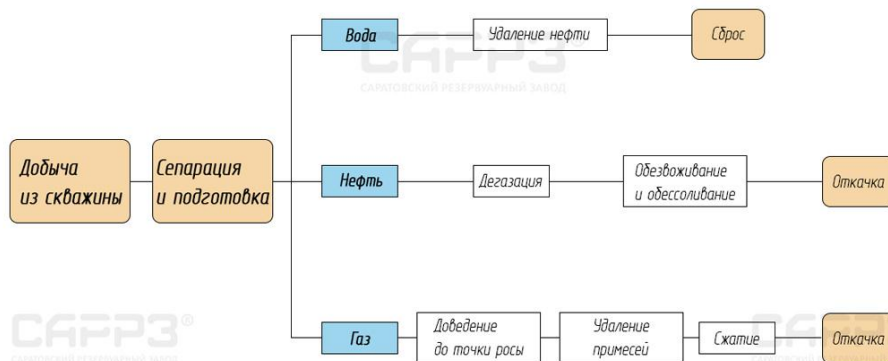


Рисунок 2 – Схема дегазации нефти

На месторождениях Западной Сибири стадии обезвоживания, обессоливания и стабилизации нефти производятся на установках комплексной подготовки нефти (УКПН).

Принципиальная схема УКПН с ректификацией наглядно приведена на рисунке 3.

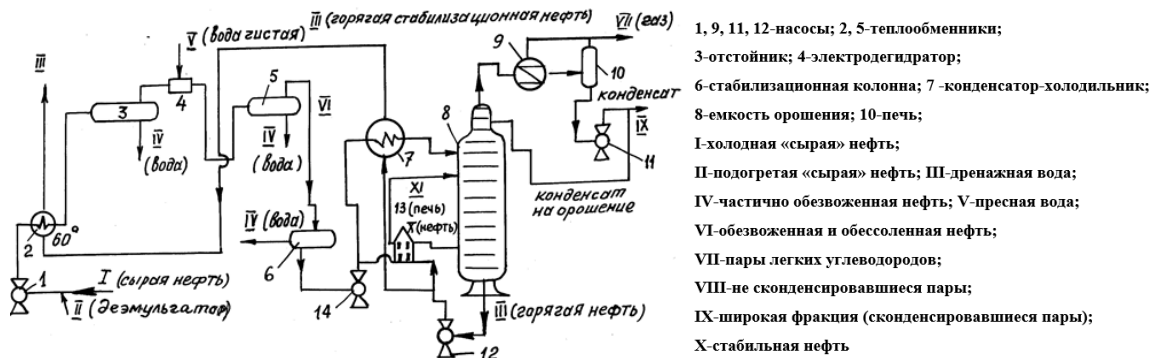


Рисунок 3 – Принципиальная схема установки комплексной подготовки нефти (УКПН),

Механизм работы УКПН: добытая нефть из резервуаров ЦСП перекачивается насосом 1 сквозь теплообменник 2 затем направляется в отстойник непрерывного действия 3. Присутствующая в составе нефти вода, насыщенная твёрдыми частицами минерализованной воды перемещается вниз

устройства и перекачивается для обратной перекачки в пласт (III). А в нефтяной остаток закачивают пресную воду (V), с целью дальнейшего более тщательного очищения остатков вышеуказанной воды от твердых включений.

Далее в дегидрататоре с электрическим приводом 4 вода полностью отделяется от нефти, и обезвоженная нефть по теплообменнику 5 направляется в колонну для стабилизации 6. В процессе прокачки нефти из низа колонны сквозь печь 10 насосом 11, она нагревается свыше 200 °С.

Нетяжелые фракции нефти устремляются вверх колонны и оттуда направляются в конденсатор-холодильник 7. Там фракции типа пентан и пропан-бутан переходят в жидкое состояние (широкая фракция), а другие газовые компоненты откачиваются для применения в топливной промышленности. Полученная фракция откачивается насосным оборудованием 9 для последующего разделения смеси на отдельные компоненты и применяется для ирригации в колонне 6. Нефть с постоянным химсоставом из нижней части колонны насосным оборудованием 12 перемещается в емкости товарного парка. Проходя все эти этапы, горячая стабильная нефть остывает, а сырая нефть в теплообменниках 2, 5 нагревается.

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

Подготовка газа охватывает следующие основные технологические процессы:

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

Затем газ очищают от кордита и углекислоты, так как они могут вызвать коррозию оборудования для подготовки и особенно трубопроводов. Также это необходимо для доведения химсостава газа до требований действующей нормативной документации. На последнем этапе от газа извлекают тяжелые углеводородные фракции и легкие – пентановые и пропан-бутановые. Этот

процесс нужен для предотвращения образования пробок из жидкостей в магистральных трубопроводах и называется отбензиниванием. После такой подготовки газ направляется в магистральный газопровод для дальнейшего перемещения на ГПЗ [4].

### **1.3 Технологическая схема предварительного сброса воды**

Для месторождений, находящихся в завершающей стадии разработки, характерно экстенсивное увеличение обводненности при общем снижении добычи нефти, что приводит к: переводу пластовых вод в центральные пункты сбора и обратно в систему ППД, ограничению производительности из-за перегрузки жидкости из сборных коллекторов и коррозии в трубопроводах из-за потери свободной воды с транспортируемой нефтью.

Процесс первой ступени подготовки нефти за счет установки предварительного сброса воды с учетом классической схемы оборудования, представлен на рисунке 4 [5].

Нефтяная эмульсия с остаточной обводненностью до 30 % подается к насосам мультифазной насосной станции, свободный газ подается в поток нефти перед входными коллекторами, а газожидкостная смесь выходит из УПСВ через коллектор.

Газ частично применяется для специальных нужд - в качестве топлива для нужд факельного хозяйства, направляется на горелку, а также подается перед поступлением нефтяной эмульсии в МФНС. Для очистки воды отстойников ОВ-1, ОВ-2 предусмотрена отдельная пластовая вода, в которых из воды удаляются нефтепродукты и механические примеси, за счет чего получаем очищенную воду [6].



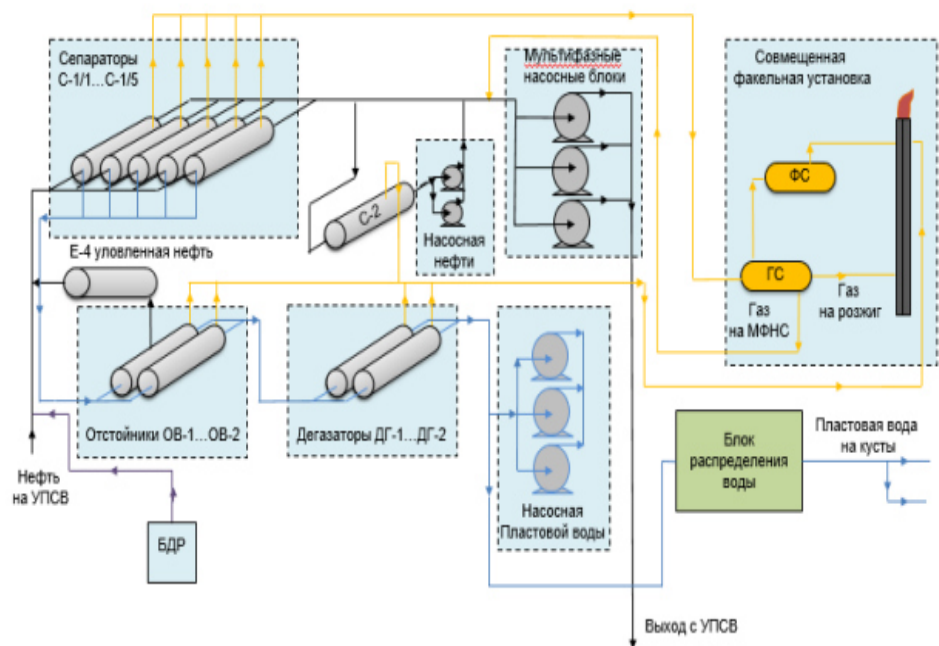


Рисунок 4 – Классическая схема УПСВ

В силу ряда причин, таких как: большой объем инженерной подготовки территориальной площадки, габариты и количество оборудования, транспортировка на площадку интенсивных металлоконструкций, низкая готовность завода к реализации объекта, был рассмотрен модульно-блочный тип установки (рисунок 5).

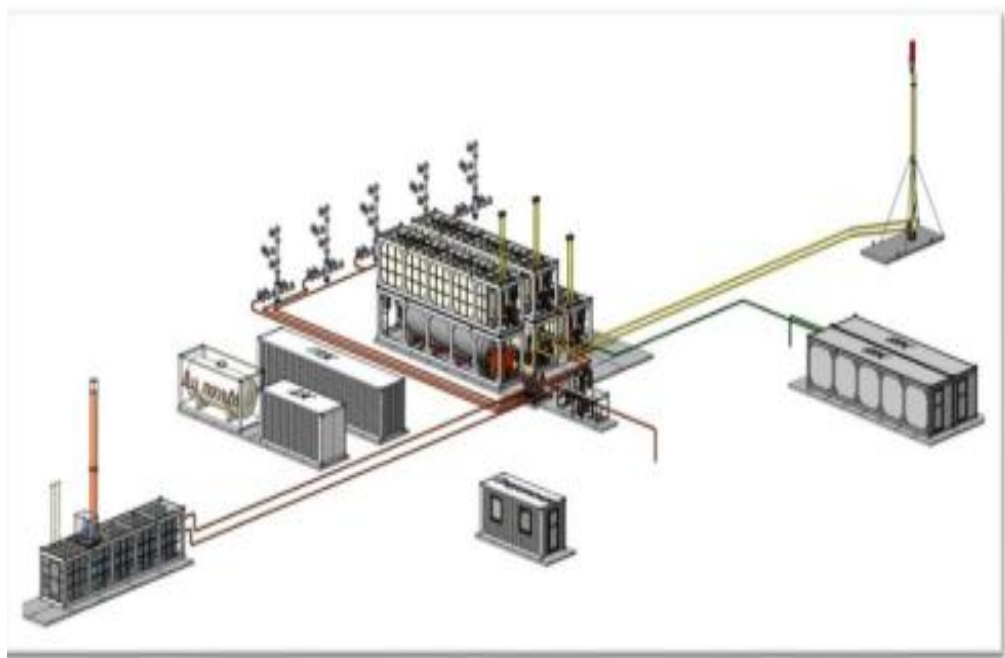


Рисунок 5 – Блочно-модульный вид УПСВ

Отличие блочно-модульной схемы от стандартной состоит в том, что звенья оборудования состоят из блоков, а именно: блока впускного коллектора, в котором газожидкостная смесь поступает из скважин, а процессор из блока дозирования реагентов, на входные сепараторные блоки, где нефтяной флюид поступает на следующую стадию подготовки.

Сепарация (дегазация) представляет собой процесс отделения газа от нефти в специальных аппаратах – сепараторах.

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

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

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

Вертикальный сепаратор функционирует так (рисунок 6): под давлением углеводороды двигаются в сепаратор сквозь специальное отверстие по отрезку трубы 1 в раздаточный коллектор 2, имеющий узкий выход. Затем в работу вступает регулятор давления 3 и в устройстве формируется нужное давление, небольшое сравнительно ко первоначальному давлению газожидкостной смеси. Вследствие уменьшения давления из смеси из сепаратора выделяется растворенный газ [8].

Так как сама операция не отличается своей быстротой, то период нахождения веществ в сепараторе стараются расширить благодаря установке

наклонных полок 6, по которым она перемещается в низ устройства, а газ в результате устремляется выше.

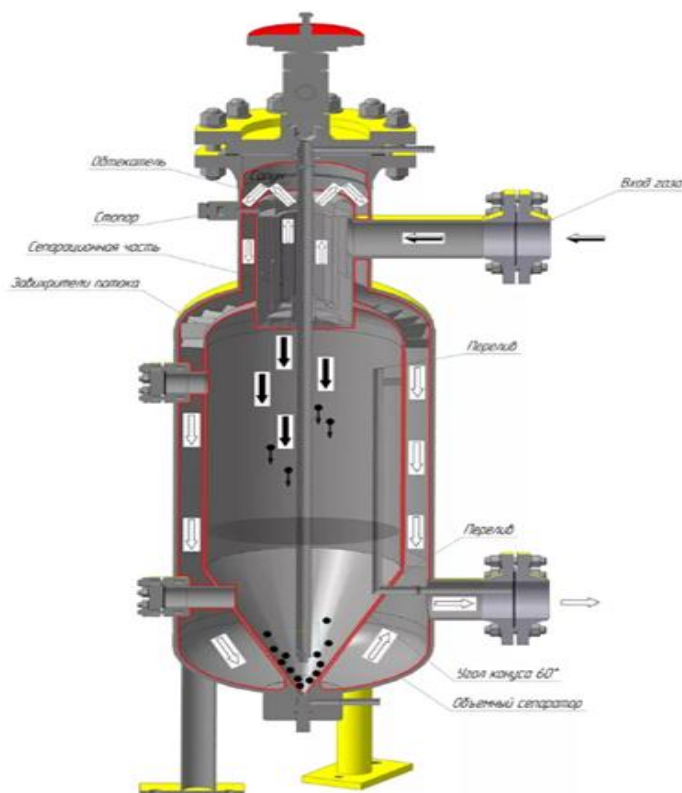


Рисунок 6 – Вертикальный сепаратор

Так как сама операция не отличается своей быстротой, то период нахождения веществ в сепараторе стараются расширить благодаря установке наклонных полок 6, по которым она перемещается в низ устройства, а газ в результате устремляется выше. Тут он пропускается сквозь жалюзийный каплеуловитель 4, предназначенный для отвода нефтяных капель, и после этого перемещается в газопровод. Схваченная нефть по трубе для дренажа 12 следует к нижней части [9].

Требуемое количество нефти внизу сепаратора достигается уровнем регулятором 8 и уровнемерным стеклом 11. Трубопровод 9 служит для удаления шлама из сепаратора.

Устройство горизонтального газонефтяного сепаратора показано на рисунке 7.

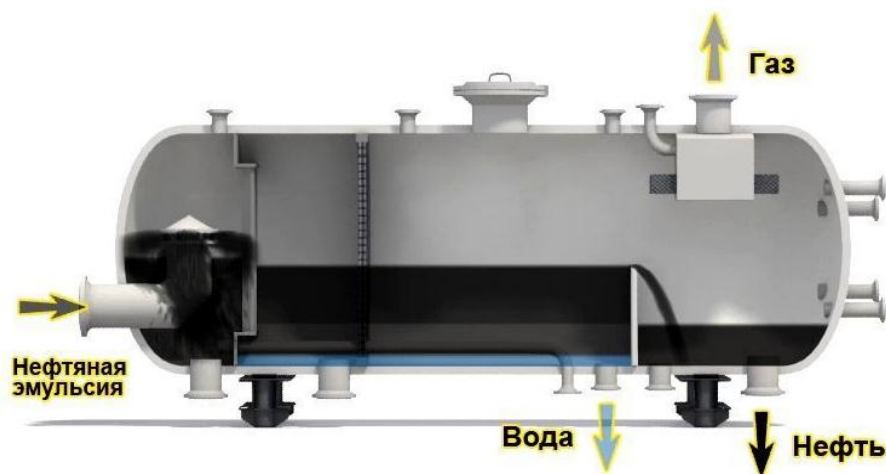


Рисунок 7 – Горизонтальный газонефтяной сепаратор

Описание работы: комбинация из нефти и газа через распределительное устройство 9 и патрубок 10 и передвигается к полкам 2, где стекает в нижнюю часть аппарата. В результате этого от нефти отделяются пузырьки газа [10].

Отделившийся газ пересекает устраняющее пену устройство 3 и затем в устройстве 5 из него отделяется избыточная влага и сквозь штуцер выхода газа 4 удаляется из сепаратора. Очищенная нефть собирается в низу технологической емкости и выливается из сепаратора сквозь штуцер 6.

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

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

Центробежные сепараторы похожи с инерционными тем, что движение газожидкостного потока происходит с помощью спиралевидного вихревого потока. Таким образом более плотная жидкая фракция, относительно газовой фазы, инерционно перемещается, а газовые частицы отделяются и выводятся из аппарата [51].

## 1.4 Эффективность применения трехфазных сепараторов для сброса воды

На практике в пластовую воду выделяют до 15 % оставшейся в нефти воды, как правило, при нормальной температуре жидкости и с добавкой деэмульгатора (с обводненностью экстрагируемого продукта на 50 - 75%). При обводненности более 75% фазы меняются местами, внешняя фаза становится водой, и в этом случае дренируется так называемая свободная вода.

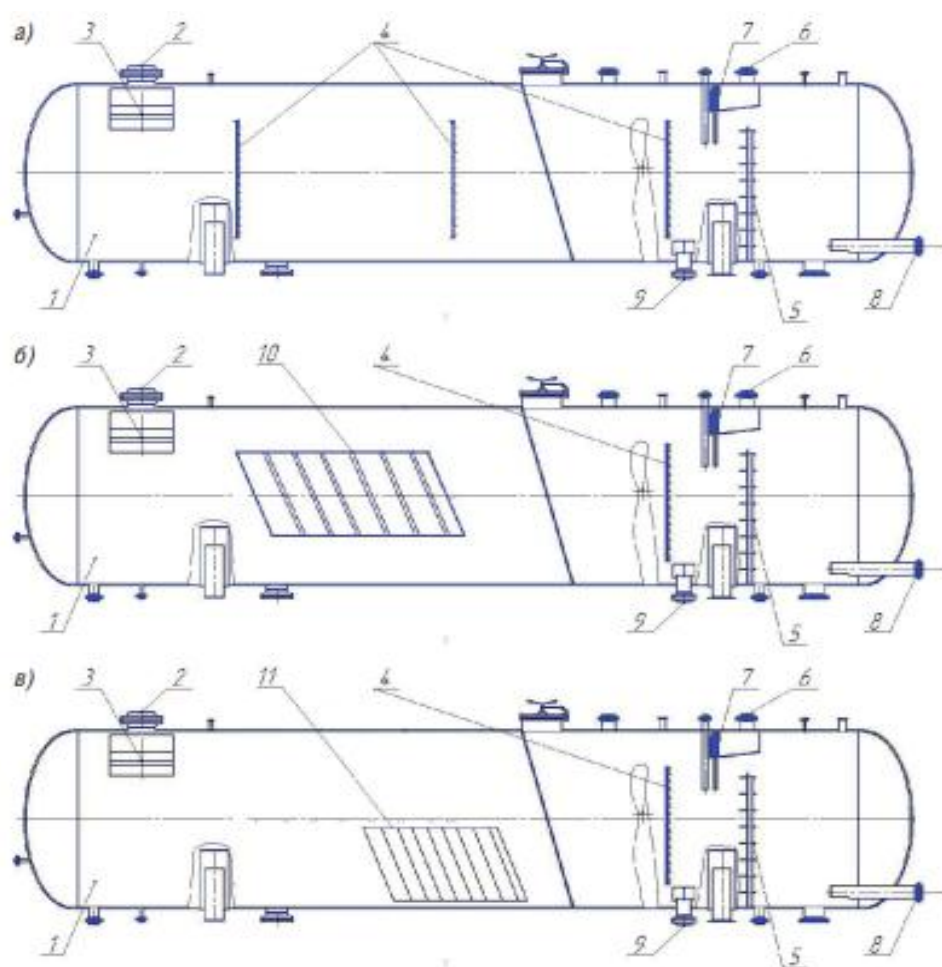


Рисунок 8 – Принципиальные конструкции трехфазных сепараторов: 1- корпус, 2- ввод продукции, 3- устройство приема газожидкостной смеси, 4- устройства распределения и гидродинамической коалесценции, 5- переливная перегородка, 6- вывод газа, 7- устройство улавливания капельной жидкости, 8- вывод нефти, 9- вывод воды, 10- насадка, 11- коалесцирующий пакет.

Сброс воды на ДНС и УПН осуществляется, в частности, путем замены существующих двухфазных сепараторов нефти и газа на трехфазные или путем переоборудования существующих сепараторов в трехфазные. Стратифицированные потоки разделяются на устройства достаточно простой конструкции. На рис. 8 представлены принципиальные схемы трехфазных сепараторов. Наиболее распространена простейшая конструкция (рис. 8а) [13].

Применение трехфазных сепараторов и КДФ позволяет значительно повысить качество сепарации за счет гашения пульсаций набегающего потока и образующейся пены, а также сбора и переработки всего объема газа, поступающего в сепаратор с жидкостью в этих условиях, при этом достигается значительное снижение водонефтяной резки. Как следует из полученных данных, на качество отдельных стадий при совмещении процессов сепарации и начального сброса на разных узлах технологической цепочки первичной подготовки погружной нефти существенное влияние оказывает газоносность добывающей скважины на входе в устройство, гидродинамические условия и жидкостная нагрузка [14].

## 2 Описание технологического процесса установки предварительного сброса воды на Вахском месторождении

### 2.1 Общая характеристика производства

В географическом отношении Вахского месторождение находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийском автономном округе в 80 километрах от г. Стрежевой и восточнее на 113 км от г. Нижневартовска (рисунок 9).



Рисунок 9 – Схема расположения Вахского месторождения

Только малый участок Вахского месторождения расположен в Александровском районе на площади Томской области. Данным участком владеет организация «Томскнефть» ВНК.

Визуально Вахское месторождение характеризуется как продольная полоса со сторонами 15 и 30 километров и площадью примерно 510 квадратных километров, на которой расположено свыше 1350 добывающих и 90 поисково-разведочных скважин.

Добываемая на рассматриваемом месторождении нефть по своему составу является малосернистой концентрацией S от 0,39 до 0,46%, вязкость фигурирует в значениях от 1,29 до 1,31 Мпа, плотность – в диапазоне от 849 до 871 кг/м<sup>3</sup>.

Месторождение по своим характеристикам является многопластовым. По итогам поисково-разведочного бурения на его площади на глубине от 2214 до 2530 метров залегает 21 нефтяной участок.

В пределах северной части месторождения находится вахтовый поселок, где находится укрупненный промысел ОАО «Томскнефть» ВНК, осуществляющее разработку Вахского месторождения.

Свыше 70% от площади Вахского месторождения отводится на болота, протекают широкие реки Вах и Трайгородская, переходящие в озёра и протоки. На площади болот слой торфа углублен на 7-11 м.

Именно река Вах служит грузовой транспортной артерией, ведь именно по ней в теплое время года перевозятся различные грузы. По иному маршруту грузы завозятся автомобильным транспортом по дороге, сложенной из кусков бетона на участке Стрежевой – вахтовый поселок на территории 107 км, которая исправно служит более 40 лет, то есть почти полвека.

Добытые углеводороды с Вахского месторождения перекачиваются по магистральному нефтепроводу с сечением трубы 550 мм в центральный товарный парк (ЦТП), а затем на НПС «Первомайка».

Уже там давление нефтяного газа повышается до 1,7 Мпа с целью дальнейшего его перемещения по газопроводу низкого давления и в городской сектор в котельную №3 г. Стрежевой.

Установка предварительного сброса воды ЦППН-2 УПСВ-6 Вахского месторождения в административном отношении расположена в Нижневартовском районе ХМАО Тюменской области, в 113 км восточнее от г. Нижневартовска и в 80 км от г. Стрежевого и входит в состав цеха подготовки и перекачки нефти №2 Вахского нефтяного месторождения.



Участок предварительной подготовки нефти (УПСВ-6 Вахского месторождения) месторождения введен в действие в 1996 году. Имеет общую площадь 16800 м<sup>2</sup>. Протяженность технологических трубопроводов составляет 2948 м. Проект и технологический процесс разработан АО «ТомскНИПИнефть» в 1996 году.

В 2002 году на основании проекта ОАО «НИЦ Нефтегаз» смонтирован путевой подогреватель ПП-1,6.

Участок предварительной подготовки нефти (УПСВ-6 Вахского месторождения) предназначен для:

- обеспечения непрерывного приема жидкости с фонда скважин УПСВ-6 Вахского месторождения;
- отбора газа первой ступени сепарации, выделившегося в сепараторах НГС очистки его от нефти и капельной жидкости в сепараторе газовом (СГ-1) и подачи в газопровод;
- более полной дегазации нефти и воды на концевой ступени сепарации УСТН и сжигания газа на факеле низкого давления, что обеспечивает безопасную эксплуатацию резервуара РВС-2000;
- для регулирования температуры подготовки нефти в РВС-2000 производится нагрев нефти с помощью путевого подогревателя ПП-1,6, что обеспечивает эффективную работу деэмульгатора;
- обезвоживания поступающей нефти до остаточного содержания в ней воды не более 5% и откачки ее на УПН (ЦПС) для дальнейшей подготовки;
- отделения попутной пластовой воды очистки ее от нефти, механических примесей и подачи ее на блочную кустовую насосную станцию № 18 (далее БКНС-18) для закачки в нагнетательные скважины;
- учета поступающей жидкости, нефти;
- учета газа высокого давления, подаваемого в газопровод на газокompрессорную станцию «Вах» (далее ГКС «Вах»), факел высокого давления (далее ФВД), факел низкого давления (далее ФНД), путевого

подогреватель (далее ПП-1,6), продувку факела низкого давления и дежурные и запальные горелки факела высокого давления и факела низкого давления.

## **2.2 Характеристика исходного сырья**

Нефть — это горючее жидкое полезное ископаемое, которое представляет собой сложную смесь различных веществ.

При исследовании нефти определяют: элементный химический состав, групповой состав, т.е. содержание в нефти различных классов и групп химических веществ.

Совместно с углеродом и водородом в составе нефти в небольших количествах (8-10 % мас) содержатся азот, сера, кислород. В составе высокосмолистых соединений содержатся кислород – не более 2 % мас и в низкомолекулярных соединениях парафинового ряда обнаруживаются серные следы[17].

Также в нефтях находятся в достаточно малых концентрациях (доля процента) такие элементы, как железо, кальций, магний, алюминий, кремний, никель, висмут и др. Суммарно в нефтях обнаружено свыше полсотни компонентов. Нефть представляет собой сложную многокомпонентную систему. Если владеть групповым составом нефти, то можно установить место её добычи, а также грамотно и эффективно определить сферу её переработки или применения.

В настоящее время на балансе ГПП Росгеолфонда на дату последнего утверждения по Вахскому месторождению содержится 28,7 % балансовых запасов категории  $C_2$ , половина которых выделена в пределах Северо-Вахской площади (включая Кошильскую часть). Запасы нефти категории  $B+C_1$  по площади распределились следующим образом: Вахская – 43 %, Восточно-Вахская – 15,3 %, Северо-Вахская (40,7 % - из них 31,4 % непосредственно на Кошильской части).

На основе изучения пластовой нефти Вахского месторождения, было установлено, что она имеет:

- газовую недонасыщенность, поэтому имеет малый объемный коэффициент (1,211-1,229), но большой коэффициент пережатаия;
- малую концентрацию смолисто-асфальтеновых соединений (8,2-9,8 %),
- высокую концентрацию нетяжелых погонов нефти.

### **2.3 Описание технологического процесса**

Технологическая схема УПСВ-6 ЦППН – 2 представлена в приложении Б. Нефтегазосодержащая жидкость (нефть, газ, пластовая вода) с фонда скважин Вахского месторождения ЦДНГ-3, через ЗКЛ №№ 8,9,10,11 под давлением от 0,12 МПа до 0,4 МПа, поступает на входную гребенку. Для визуального контроля за давлением на гребенке установлен технический манометр МП-4У (PG-360) и датчик давления «Метран» (РТ 32), параметры которого снимаются на компьютере в операторной (АРМ). С гребенки жидкость через задвижки №№ 1, 15 поступает на вход сепаратора НГС. Для визуального наблюдения за давлением на НГС, СГ-1, СГ-2 установлены технические манометры МП-4У (PG-33, PG-341, PG -355, PG-354, PG-330). Также на сепараторах НГС, СГ-1 установлены датчики давления «Метран-150» (РТ-34, РТ-35), параметры которых снимаются на компьютере в операторной (АРМ). Рабочее давление в НГС, СГ-1, СГ-2 от 0,1 МПа до 0,35 МПа. Для визуального наблюдения за уровнем в НГС установлен уровнемер типа Rosemount (LTA-11), параметры которого снимаются на компьютере в операторной (АРМ). Уровень жидкости в НГС регулируется устройством, электро-регулирующим УЭРВ-91 (LCV-12), установленным на входе УСТН.

Для контроля за температурой, на насосах установлены температурные датчики подшипников (TESA-277, TESA-278, TESA-279). Контроль за

температурой осуществляется оператором ООУ на компьютере в операторной (АРМ).

Сепарированная обводненная нефть с НГС через задвижки №№ 16,17,35 и регулирующий клапан УЭРВ № 93, под давлением от 0,08 МПа до 0,15 МПа поступает в УСТН для дальнейшего дегазирования (концевая ступень сепарации), где полностью дегазируется и через задвижки №№ 39, 40, 48 поступает в резервуар РВС-2000 под давлением от 0,04 МПа до 0,12 МПа. Для визуального наблюдения за давлением перед входом жидкости в УСТН на трубопроводе установлены технические манометры МП-4У (PG-351), на выходе жидкости с УСТН установлен технический манометр МП-4У (PG-356).

В РВС-2000 обводненная нефть поступает через лучевое распределительное устройство и, проходя слой пластовой воды, разделяется на нефть и воду. Для определения уровней в РВС-2000 установлен уровнемер ОПТИФЛЕХ 1300С (LTA-18), сигнализация верхнего предельного уровня в РВС выполняется сигнализатором уровней ДУЖ-1М (LA-17, LA-16), параметры которых снимаются на компьютере в операторной (АРМ). Для определения температуры нефти и воды в РВС-2000 установлен измеритель температуры многоточечный (ТТ 283), параметры которого снимаются на компьютере в операторной (АРМ). Нефть из верхней части нефтяного слоя через заборную воронку РВС-2000 высотой 8,0 м, через задвижки №№ 52, 87, 58, 59, 60, 65, 66, 67 (через заборную воронку РВС-2000 №1 высотой 4,0 м, через задвижки №№ 51,87, 58, 59, 60, 65, 66, 67), поступает на прием нефтяных насосов НН №№ 1, 2, 3.

Для предотвращения образований газогидратных пробок с БРХ-2 подается метанол в газовые трубопроводы (0,12 - 0,4 МПа). Через вентили № 187, 188 в газопровод на ПП-1,6, через вентили № 189, 122, 312 в газопровод на СГ-2, через вентили № 189, 245, 350 в газопровод выхода газа с СГ-2, через вентили № 189, 245, 200 в газопровод от СИКГ-4 на ПП-1,6, через вентиль № 189, 244 на СИКГ-1,2, через вентили № 189, 243 в газопровод ФКНД, через

вентили № 189, 121 на СГ-1, через вентили № 189, 120 в газопровод выхода газа с НГС. Для контроля за температурой, на насосах установлены: температурные датчики подшипников (TESA-280, TESA-281, TESA-282). Контроль за температурой осуществляется оператором ООУ на компьютере в операторной (АРМ).

Сбор утечек через торцевые уплотнение нефтяных насосов НН-1,2,3 (через задвижки №№ 181, 182, 183), дренирование фильтров насосов откачки нефти (через задвижки №№ 62, 63, 64) производится в ЕТ (V-16 м<sup>3</sup>). Дренирование фильтров и трубопровода подачи нефти на контрольный ТПР, установленных на СИКНС производится в ЕТ (V-16 м<sup>3</sup>) через задвижки №№ 82, 83, 84, 87. На емкости установлен сигнализатор уровня (LA-121) для определения аварийного уровня в ЕТ с подачей звукового сигнала на компьютере в операторной (АРМ). Нефть откачивается насосом НВ-50/50 в ручном режиме через задвижку №106 на прием нефтяных насосов №№ 1,2,3. Контроль за давлением осуществляется по техническому манометру МП-4У (PG-348), который установлен между обратным клапаном и задвижкой.

Дренаж с НГС через задвижку № 46, СГ-1 через задвижку № 47, СГ-2 через задвижки №№ 115,116, с УСТН через задвижку № 44 производится в ЕА (V-40 м<sup>3</sup>). Жидкость с ЕА откачивается насосом НВ-50/50 в ручном режиме через задвижку № 107 в трубопровод на прием нефтяных насосов №№ 1,2,3. Контроль за давлением осуществляется по техническому манометру МП-4У (PG-347). На емкости установлен сигнализатор уровня (LA-120), для определения аварийного уровня в ЕА с подачей звукового сигнала на компьютере в операторной (АРМ).

Сбор утечек через торцевые уплотнение нефтяных насосов НН-1,2,3 (через задвижки №№ 181, 182, 183), дренирование фильтров насосов откачки нефти (через задвижки №№ 62, 63, 64) производится в ЕТ (V-16 м<sup>3</sup>). Дренирование фильтров и трубопровода подачи нефти на контрольный ТПР, установленных на СИКНС производится в ЕТ (V-16 м<sup>3</sup>) через задвижки №№ 82, 83, 84, 87. На емкости установлен сигнализатор уровня (LA-121) для

определения аварийного уровня в ЕТ с подачей звукового сигнала на компьютере в операторной (АРМ). Нефть откачивается насосом НВ–50/50 в ручном режиме через задвижку №106 на прием нефтяных насосов №№ 1,2,3. Контроль за давлением осуществляется по техническому манометру МП-4У (РГ-348), который установлен между обратным клапаном и задвижкой.

Дренаж с НГС через задвижку № 46, СГ-1 через задвижку № 47, СГ-2 через задвижки №№ 115,116, с УСТН через задвижку № 44 производится в ЕА (V-40 м<sup>3</sup>). Жидкость с ЕА откачивается насосом НВ-50/50 в ручном режиме через задвижку № 107 в трубопровод на прием нефтяных насосов №№ 1,2,3. Контроль за давлением осуществляется по техническому манометру МП-4У (РГ-347). На емкости установлен сигнализатор уровня (ЛА-120), для определения аварийного уровня в ЕА с подачей звукового сигнала на компьютере в операторной (АРМ).

РВС-2000 дренируется через задвижку № 50 в колодец КК-1 и далее в ЕП (V-40 м<sup>3</sup>). Жидкость откачивается насосом НВ–50/50 в ручном режиме через задвижки № 41 на выход УСТН. Контроль за давлением осуществляется по техническому манометру МП-4У (РГ-349), который установлен между обратным клапаном и задвижкой.

Дренирование с трубопроводов от жидких продуктов и теплоносителя подогревателя ПП-1,6 через задвижки №№ 164,162,160,159 производится в дренажную емкость ЕПА (V-12,5 м<sup>3</sup>). Жидкость с ЕПА откачивается насосом НВ-50/50 в ручном режиме через задвижки № 163, 163А в трубопровод выхода нефти с ПП-1,6 через задвижки №№ 155, 158 на УСТН. Контроль за давлением осуществляется по техническому манометру МП-4У (РГ-343). На емкости установлен сигнализатор уровня (ЛА-116), для определения аварийного уровня в ЕПА с подачей звукового сигнала на компьютере в операторной (АРМ).

Отделившиеся в НГС газ первой ступени сепарации (высокого давления) через задвижку №21 под давлением от 0,1 МПа до 0,35 МПа поступает в газовый сепаратор СГ-1, где происходит отделение газа от капельной жидкости. Из СГ-1 газ через задвижки №№ 25, 26, 27, 29а. 275 (задвижки №№ 22,28

закрыты) поступает на СИКГ-1 ГКС «ВАХ» (FQIR-414 ). С узла учета газа через задвижку № 278 (задвижка №279 закрыта) газ поступает в газопровод высокого давления на ГКС «Вах». На узле учета газ установлен датчик давления (РТ-37), датчик температуры (ТТ-219). Также установлен технический манометр (РG-367) и термометр технический (ТG-218).

В случае остановки ООО «Нижневартовский ГПК» (плановой, аварийной), для соблюдения норм технологического режима давления на входе и по ступеням сепарации, газ первой ступени сепарации при необходимости переводится (частично или полностью) на факел высокого давления.

При остановке подачи газа на ГКС «ВАХ», газ от СГ-1 через задвижку № 25 (задвижки №№ 26, 27 закрыты), задвижки №№ 22, 28, (задвижка № 29а закрыта) задвижку № 196 поступает на СИКГ-3 «ФВД» (FQIR-412). С узла учета газа, через задвижку № 195, сбрасывается на факел высокого давления ФВД и сжигается. На СИКГ-3 «ФВД» установлен датчик давления (РТ-361), датчик температуры (ТТ-214). Также установлен технический манометр (РG-362) и термометр технический (ТG-215).

При проведении капитального, текущего ремонта, а также для проведения технического обслуживания и проведении диагностирования факельной установки высокого давления газ от СГ-1 через задвижку № 25 (задвижки №№ 26, 27 закрыты), задвижки № 22, 28, (задвижка № 29а закрыта) задвижку № 196 поступает на СИКГ-3 «ФВД» (FQIR-412). С узла учета газа, через задвижку №№ 195,129А,130А, 130 (задвижка №129 закрыта) сбрасывается на факел низкого давления и сжигается. На СИКГ-3 «ФВД» установлен датчик давления (РТ-361), датчик температуры (ТТ-214). Также установлен технический манометр (РG-362) и термометр технический (ТG-215).

При выводе из эксплуатации СГ-1 (для проведения ремонта, ЭПБ и т.п) отделившиеся в НГС газ первой ступени сепарации (высокого давления) через задвижки №№ 29, 26, 27, 29а. 275 (задвижки №№ 21,22,25,28 закрыты) поступает на СИКГ-1 ГКС «ВАХ» (FQIR-414). С узла учета газа через задвижку № 278 (задвижка №279 закрыта) газ поступает в газопровод высокого давления

на ГКС «Вах». На узле учета газ установлен датчик давления (РТ-37), датчик температуры (ТТ-219). При остановке подачи газа на ГКС «ВАХ», газ через задвижку № 22 (задвижки №№ 25,26, 27 закрыты), задвижку № 28, (задвижка № 29а закрыта) задвижку № 196 поступает на СИКГ-3 «ФВД» (FQIR-412). С узла учета газа, через задвижку № 195, сбрасывается на факел высокого давления ФВД и сжигается. На СИКГ-3 «ФВД» установлен датчик давления (РТ-361), датчик температуры (ТТ-214). Также установлен технический манометр (РГ-362) и термометр технический (ТГ-215).

Часть газа с СГ-1 с давлением от 0,1 МПа до 0,35 МПа подается в газосепаратор СГ-2 через задвижки №№ 110,111 (задвижка №112 закрыта), для использования на собственные нужды УПСВ: к горелкам путевого подогревателя, дежурным и запальным горелкам ФВД и ФНД и на продувку факела низкого давления.

Для визуального наблюдения за давлением на СГ-2 установлен технический манометр МП-4У (РГ-330). Для визуального наблюдения за уровнем в СГ-2 установлен уровнемер типа LS/UG 0/8 (LA-122) параметры которого снимаются на компьютере в операторной (АРМ).

Далее с СГ-2 с давлением от 0,1 МПа до 0,35 МПа через задвижку № 113 (задвижка №114 закрыта), задвижку № 124 (задвижка №118 закрыта), СИКГ-4 «ПП-1,6 « (FE-417), задвижки №№ 127, 150, 156, 168 на регулятор давления РДБК ПП-1,6 и задвижки №№ 167, 166, 161, 169 на горелки ПП-1,6. Для защиты газосепаратора СГ-2 от превышения давления на сепараторе установлен предохранительный клапан (СППК-50х16). Газ с предохранительного клапана поступает в факельный коллектор высокого давления.

Газ с СГ-2 через задвижку № 113 (задвижка № 114-закрыта), задвижку № 125 (задвижка № 119-закрыта) поступает на СИКГ-6 «Дежурные и запальные горелки» факельной системы, далее через задвижку № 128, подается по газопроводу через задвижку № 272 на блок запорно-регулирующий (БЗР-ФНД), через задвижку № 274 на блок запорно-регулирующий (БЗР-ФВД). На СИКГ



«Дежурные и запальные горелки» факельной системы установлена диафрагма камерная с СУ (FE-418).

Газ с СГ-2 через задвижку № 113 (задвижка № 114-закрыта), задвижку № 123 (задвижка № 117-закрыта) поступает на СИКГ-5 «Продувка ФНД», далее через задвижки № 126,184 подается в газопровод ФНД. На СИКГ «Дежурные и запальные горелки» факельной системы установлена диафрагма камерная с СУ (FE-416).

Газ низкого давления с УСТН, через задвижку № 36, задвижки №№ 192,193 (задвижка № 194 закрыта) СИКГ-2 «ФНД» (FQIR-413), сбрасывается на факел низкого давления ФНД и сжигается. На СИКГ-2 «ФНД» установлен датчик давления (РТ-363), датчик температуры (ТТ-216). Также установлен технический манометр (РГ-364) и термометр технический (ТГ-217).

При проведении капитального, текущего ремонта, а так же для проведения технического обслуживания и проведении диагностирования факельной установки низкого давления газ низкого давления с УСТН, через задвижку № 36, задвижки № 192,193 (задвижка № 194 закрыта) СИКГ-2 «ФНД» (FQIR-413), 130А, 129А (задвижка № 130 закрыта) сбрасывается на факел высокого давления ФВД и сжигается. На СИКГ-2 «ФНД» установлен датчик давления (РТ-363), датчик температуры (ТТ-216). Также установлен технический манометр (РГ-364) и термометр технический (ТГ-217).

Факельный коллектор высокого давления ДУ 325 мм оборудован расширительной камерой РК-1, РК-4, предназначенной для улова выделившегося конденсата из газа высокого давления. Выделившийся в РК-1, РК-4 конденсат через задвижки № 136,142 поступает в конденсатосборник ДЕ-1 ( $V=12,5 \text{ м}^3$ ), газоуравнивательная линия находится в открытом состоянии (задвижка № 138 открыта). Для визуального контроля за давлением на газопроводе ФКВД до и после РК-4 установлены технические манометры МП-4У (РГ-381, РГ-382). Жидкость с ДЕ-1 откачивается насосом НВ-50/50 в ручном режиме через задвижку № 140,43 в дренажную емкость ЕА. Контроль за давлением осуществляется по техническому манометру МП-4У (РГ-344). На емкости

установлен сигнализатор уровня (LA-119), для определения аварийного уровня в ДЕ-1 с подачей звукового сигнала на компьютере в операторной (АРМ).

Факельный коллектор низкого давления ДУ 200 мм оборудован расширительной камерой РК-2, РК-3 предназначенной для улова выделившегося конденсата из газа низкого давления. Выделившийся в РК-2, РК-3 конденсат через задвижки № 135,141 поступает в конденсатосборник ДЕ-2 ( $V=12,5 \text{ м}^3$ ), газоуравнительная линия находится в открытом состоянии (задвижка № 137 открыта). Для визуального контроля за давлением на газопроводе ФКНД до и после РК-3 установлены технические манометры МП-4У (PG-379, PG-380) Жидкость с ДЕ-2 откачивается насосом НВ-50/50 в ручном режиме через задвижку № 139,43 в дренажную емкость ЕА. Контроль за давлением осуществляется по техническому манометру МП-4У (PG-342). На емкости установлен сигнализатор уровня (LA-118), для определения аварийного уровня в ДЕ-2 с подачей звукового сигнала на компьютере в операторной (АРМ).

Характеристика технологического оборудования составляется по форме таблицы 1.

Таблица 1 - Краткая характеристика технологического оборудования

Наименование оборудования (тип, наименование аппарата, назначение и т.п.)	Номер позиции по схеме, индекс (заполняется при необходимости)	Количество, шт	Материал	Методы защиты металла оборудования от коррозии (заполняется при необходимости)	Техническая характеристика
Сепаратор нефти. Первая ступень сепарации.	НГС	1	Ст 09Г2С	антикоррозионное покрытие	Объем $50 \text{ м}^3$ , Рраб= $0,35 \text{ МПа}$ ( $3,5 \text{ кгс/см}^2$ ), Траб= $-60 \div +100 \text{ }^\circ\text{C}$ зав№51618, рег№628 «С».
Сепаратор газа Первая ступень сепарации. Улавливание капельной жидкости	СГ-1	1	Ст 09Г2С	антикоррозионное покрытие	Объем $50 \text{ м}^3$ , Рраб= $0,35 \text{ МПа}$ ( $3,5 \text{ кгс/см}^2$ ), Траб= $-40 \div +100 \text{ }^\circ\text{C}$ зав№50779, рег№629 «С».
Сепаратор газа Улавливание капельной жидкости на ПП-1,6	СГ-2	1	Ст 09Г2С	антикоррозионное покрытие	Объем $1,6 \text{ м}^3$ , Рраб= $0,35 \text{ МПа}$ ( $3,5 \text{ кгс/см}^2$ ), Траб= $-30 \div +100 \text{ }^\circ\text{C}$ зав№81772, рег№630 «С».

Продолжение таблицы 1

Установка сепарационная трубная наклонная. Вторая ступень сепарации.	УСТН	1	ВСН 180-74	антикоррозионное покрытие	Q=10000 м <sup>3</sup> /сут, V=22 м <sup>3</sup> P <sub>раб</sub> =0,1 МПа (1 кгс/см <sup>2</sup> ), Т <sub>раб</sub> =-60 ÷ +60 °С зав №2, рег№634 «С»,
Резервуар вертикальный стальной. Для отслоения воды от нефти.	РВС-2000	1	Б-ПВ-8 Ст 09Г2С	антикоррозионное покрытие, протекторная защита	Объем 2000 м <sup>3</sup>
Насос полупогружной. Откачка жидкости с ЕП,ЕА,ДЕ-2,ЕПП	НВ 50/50	4		-	Q=50 м <sup>3</sup> /ч, H=50 м.в.ст Эл.двигатель асинхронный марка ВА160 М 4 У2,5 N – 18,5 кВт n – 1460 об/мин U – 380 В
Насос полупогружной. Откачка жидкости с ЕТ, ЕПА	НВ 50/50	2		-	Q=50 м <sup>3</sup> /ч, H=50 м.в.ст Эл.двигатель асинхронный марка АИМР160М4У2,5 N – 18,5 кВт n – 1460 об/мин U – 380 В
Насос полупогружной. Откачка жидкости с ДЕ-1	НВ 50/50	1		-	Q=50 м <sup>3</sup> /ч, H=50 м.в.ст Эл.двигатель асинхронный марка В160S4У2,5 N – 15 кВт n – 1460 об/мин U – 380 В
Насос НН-1. Откачка нефти с УПСВ на УПН	ЦНС 105-294	1		-	Q=105 м <sup>3</sup> /ч, H=294 м.в.ст Эл.двигатель асинхронный марка ВАО2 280М2У2,5 N – 160 кВт n – 3000 об/мин U – 380 В
Насос НН-2 Откачка нефти с УПСВ на УПН	ЦНС 105-147	1		-	Q=105 м <sup>3</sup> /ч, H=147 м.в.ст Эл.двигатель асинхронный марка М315L8270 N – 160 кВт n – 3000 об/мин U – 380 В

Продолжение таблицы 1

Насос НН-3. Откачка нефти с УПСВ на УПН	ЦНС 105-245	1	-	Q=105 м <sup>3</sup> /ч, H=245 м.в.ст Эл.двигатель асинхронный марка ВАО2 280М2У2,5 N – 160 кВт n – 2940 об/мин U – 380 В
Блок дозирования реагентов Для подачи деэмульгатора в водонефтяную эмульсию на гребенку.	БРХ-1	1	-	Q=2,5 л/ч, P <sub>раб</sub> =10 МПа (100 кгс/см <sup>2</sup> )
Блок дозирования реагентов Для подачи метанола в газопроводы.	БРХ-2	1	-	Q=2,5 л/ч, P <sub>раб</sub> =10 МПа (100 кгс/см <sup>2</sup> )

В ходе проведения анализа было установлено, что в настоящее время на Вахском месторождении производится добыча нефти на объектах, находящихся на завершающей стадии разработки, которая характеризуется рядом проблем, показанных на рисунке 10.

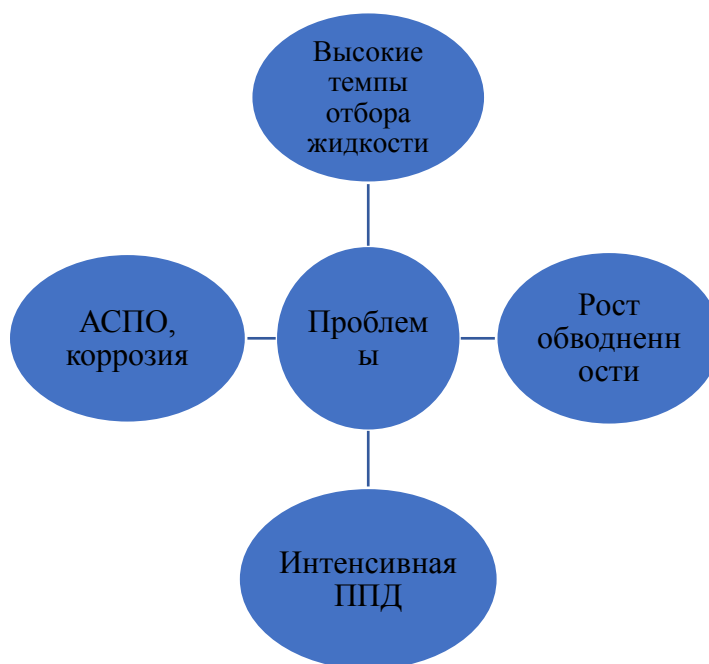


Рисунок 10 – Перечень проблем, возникающих при подготовке нефти на Вахского месторождении

Добыча нефти на Вахском месторождении очень часто сопровождается избыточной нагрузкой на его устройства и аппараты. Так как объемы поднятия

нефти на поверхность постоянно возрастают и постепенно повышается насыщенность водой поднимаемой продукции, то влияние на оборудование установок предварительного сброса воды и установок подготовки нефти существенно возрастает и становится даже выше, чем в технических характеристиках.

Также на месторождении с увеличением содержания воды в продукции скважин на металле образуется водная прослойка, что обуславливает активизацию коррозионного процесса, интенсивность которого зависит не только от минерализации воды, но и от наличия в смеси таких компонентов, как сероводород, углекислый газ, кислород, сульфид железа и др. Такая высоководная продукция скважин с содержанием воды 75-80% и выше является причиной более 65% порывов в нефтесборной сети.

Одна из главных причин выхода из рабочего состояния нефтегазового оборудования является коррозия, составляющая 30% основных дефектов РВС. Помимо снижения срока службы резервуарного оборудования, коррозия так же оказывает сильное влияние на безопасность при его эксплуатации.

### 3 Технико-технологические решения для повышения процесса предварительного сброса воды на Вахском месторождении

#### 3.1 Защита резервуарного парка УПСВ от коррозии

В нефтяной промышленности наибольший вклад в дефицит резервуарной обеспеченности вносит коррозия их внутренних стенок под действием сероводородосодержащих сильнообводненных нефтей, что преждевременно выводит резервуары из строя, требует частых ремонтов и замены дорогостоящих резервуаров до истечения амортизационного срока.

Наиболее часто протекает днище резервуара. Днище резервуара в случае непринятия мер подвергается интенсивной коррозии внутри резервуара из-за накопления соленой воды и механических осадков. Снаружи днище резервуара подвергается тоже интенсивной почвенной коррозии, несмотря на то, что песчаная подушка под днищем пропитывается битумом.

На рисунке 11 показан один из вариантов протекторной защиты днища резервуара от почвенной коррозии. Такая схема применяется нечасто, чаще всего ограничиваются монтажом протекторов внутри резервуара, с последующим покрытием металла резервуара защитными материалами [18].



Рисунок 11 – Схема протекторной защиты стальных резервуаров от грунтовой коррозии

На рисунке 12 показана схема катодной защиты внутренней поверхности РВС без покрытия защитными материалами. Такая схема тоже применяется редко из-за сложности, дороговизны и других недостатков.



Рисунок 12 – Схема катодной защиты стального резервуара РВС

Наибольшей эффективностью, особенно с учетом природно-климатических условий Западной Сибири, Урала и Поволжья, обладают комплексные методы противокоррозионной защиты.

Для резервуаров нефтепромысловых систем (сырьевые, технологические, товарные, очистные) рекомендуется два вида комплексной защиты: электрохимическая (катодная или протекторная) + защита органическими покрытиями днища и стенок резервуаров в зоне контакта с водой по РД 39-23-1147-84 или РД 39-0147585-006-86. Поэтому во избежание большого расхода цветных металлов в протекторах и необходимости поддержания больших плотностей электрического тока, ЭХЗ без защитных покрытий не применяют. В верхней части резервуаров рекомендуется использовать ингибированные покрытия, а также технологические приемы, направленные на недопущение попадания сюда атмосферного воздуха [18].

Наконец уже сейчас появляются возможности на кровле резервуара состоящей из отдельных элементов и собираемой при монтаже при с помощью сварки, осуществить антикоррозионную защиту этих элементов либо на заводе металлоконструкций металлизацией и органическим покрытием, либо выполнить эти операции на месте монтажных работ (под временными навесами). Образующиеся в большом количестве щели между листами кровли и конструктивными элементами резервуара должны после сварки быть заполнены бензомасловодостойкими замазками или мастиками.

Основным принципом обеспечения надежной и длительной антикоррозионной защиты является обязательное периодическое обследование состояния покрытий с равным промежутком времени, установленными нормами профилактического осмотра и проведения текущих ремонтов системы защиты, не дожидаясь полного выхода ее из строя.

Своевременное восстановление принятой для каждого резервуара противокоррозионной защиты на один-два порядка дешевле аварийного восстановления и ремонта резервуара.

Применение защитных покрытий должно дифференцироваться в зависимости от реальной скорости коррозии металла в каждой зоне: днище, нижние пояса, верхние пояса и кровля. Покрытия должны быть достаточно стойкими к действию нефти, воды, водных растворов и минеральных солей, сероводорода и углекислого газа и сопротивляться к действию водяного пара.

Покрытия должны обладать хорошей адгезией, эластичностью, сопротивляться разрушению при циклических деформациях.

Полимерные композиции, рекомендуемые для защиты внутренней поверхности резервуаров, должны удовлетворять предъявляемым к ним требованиям и иметь следующие технологические, физико-механические и специальные свойства. В таблицах 2 и 3 приведены основные свойства полимерных композиции, рекомендуемые для защиты внутренней поверхности резервуаров [19].



Таблица 2 – Физико-химические свойства покрытий

№ п/п	Физико-химические свойства покрытий	Единицы измерения
1	2	3
1	внешний вид по ГОСТ 9.407 - 84	1 балл
2	прочность при ударе по ГОСТ 4765 - 73	не менее 5 Дж
3	эластичность при изгибе по ГОСТ 6806 — 73	не более 10 мм
4	твердость на маятниковом приборе по ГОСТ 5233-89	менее 0,5 усл.ед
5	деформативность по методике БНИ	не менее 0,8 %
6	адгезия методом решетчатых надрезов по ГОСТ 15.140-78	1 балл
7	количество слоев	не менее 2 - 3
8	пористость по методике БНИ	1 балл (без пор)
9	толщина покрытия	не менее 300 мкм

Таблица 3 – Противокоррозионные и специальные свойства

№ п/п	Противокоррозионные и специальные свойства	Единицы измерения
1	стойкость к действию сточной воды по ГОСТ 9.403 - 80	не менее 48 ч
2	стойкость к действию нефти и нефтепродуктов по ГОСТ 9.403 - 80	не менее 48 ч
3	стойкость к действию химреагентов	не менее 48 ч
4	стойкость к действию повышенных температур	не менее 3 ч
5	стойкость к катодному отслаиванию	стойкое
6	срок службы покрытия	не менее 5-6 лет.

Внутреннюю поверхность резервуаров и ёмкостей изолируют одной из систем водонепростойких покрытий. Эти системы для резервуаров следует использовать согласно коррозионным характеристикам среды, т.е по зонам агрессивного воздействия.

На практике в резервуарах сильноагрессивная среда создается не только в нижней части РВС, где накапливается отделившаяся пластовая вода, но и в верхней части резервуара с газовой воздушной средой, содержащей водяные пары, сероводород, определенное количество кислорода. При такой среде крыша резервуара быстро корродирует и теряет герметичность, создавая условия интенсивного загрязнения воздуха нефтяным газом.

В связи с этим, как правило, внутреннюю поверхность РВС покрывают антикоррозионными материалами полностью толщиной не менее 0,35мм.

Наружная поверхность РВС работает в более благоприятных условиях, поэтому для наружной покраски применяют обычную краску, хотя непосредственно крыша РВС требует усиленной изоляции от воздействия атмосферных осадков, кислорода воздуха и различных газов.

Технологический процесс защиты внутренней поверхности резервуаров антикоррозионными покрытиями включает следующие стадии:

1. Подготовительные работы
2. Подготовка и очистка внутренней поверхности резервуара под окраску и контроль качества очищенной поверхности
3. Нанесение покрытий, их сушка и отвержение
4. Оценка качества нанесенных покрытий, составление акта приемки выполненных работ.

Технологический процесс должен обеспечить качество покрытия, удовлетворяющее требованиям к защитным покрытиям.

Перед началом антикоррозионных работ в резервуаре необходимо составить план производства работ (ППР).

План производства работ составляется с учетом требований строительных норм и правил, руководящих документов и инструкций, относящихся к проведению данного вида работ, а также единой системы защиты от коррозии и старения, стандартов безопасности труда [20].

### **3.2 Реконструкция установки предварительного сброса воды на месторождении**

За счет постоянного наращивания добычи нефти и роста обводненности добываемой продукции нагрузки на оборудование установок предварительного сброса воды и установок подготовки нефти превышают проектные показатели. Для повышения производительности этого оборудования выполняется его модернизация (табл. 4).

В связи с планируемым вводом в эксплуатацию добывающих скважин, ожидается повышение объема поступающей на установку нефтегазоводяной жидкости. Проектная производительность установки по жидкости составляет 20000 м<sup>3</sup>/сут. На 2022 год УПСВ работает с превышением параметров по входному объему жидкости на 9,4 % (1899 м<sup>3</sup>/сут.).

Таблица 4 – Сравнение видов модернизации УПСВ

Вид модернизации	Преимущества	Недостатки
Расширение парка технологического оборудования или строительство установок раннего/путевого/предварительного сброса воды в трубном или емкостном исполнении	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Возможность установки более современного оборудования.</li> <li>• Обеспечение требуемого качества подготовки.</li> <li>• Возможность подбора оборудования под любую производительность</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Высокие капитальные вложения.</li> <li>• Значительные сроки внедрения.</li> <li>• Необходимость расширения существующих площадей под строительство</li> </ul>
Строительство шурфовой УПСВ (ШУПСВ)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Меньший землеотвод под строительство.</li> <li>• Простота технологического режима</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Необходимость проведения полного перечня работ (НИР, ПИР, ЭПБ, строительство и др.);</li> <li>• Значительные капитальные вложения.</li> <li>• Невысокая эффективность процесса отделения воды</li> </ul>
Установка дополнительных коалесцирующих устройств	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Отсутствие необходимости в дополнительном землеотводе.</li> <li>• Высокая эффективность работы.</li> <li>• Небольшие капитальные вложения и операционные затраты.</li> <li>• Срок установки коалесцирующих устройств – 7-14 сут</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Зависимость эффективности работы устройств от физико-химических свойств эмульсии</li> </ul>

Из этого следует вывод, что существующей технологической мощности УПСВ недостаточно. Для поддержания нормального технологического режима работы было предлагаем провести реконструкцию УПСВ по одному из вариантов:

- реконструкция УПСВ путем модернизации действующего сепаратора.

- расширение УПСВ путем установки дополнительного оборудования (трехфазный сепаратор ТФС).

Реализация реконструкции УПСВ по первому варианту предлагает произвести модернизацию сепаратора (рисунки 13; 14): нарастить патрубок выхода частично обезвоженной нефти из сепаратора на высоту 3,5 м от нижней обечайки, демонтировать секции пеногашения на высоту 1,5 м, смонтировать уровнемеры раздела фаз.

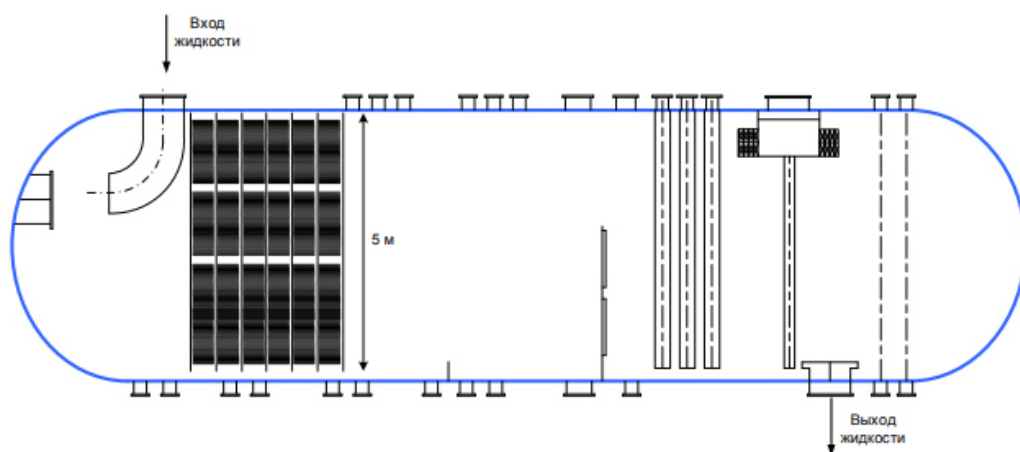


Рисунок 13 – Схема сепаратора до модернизации

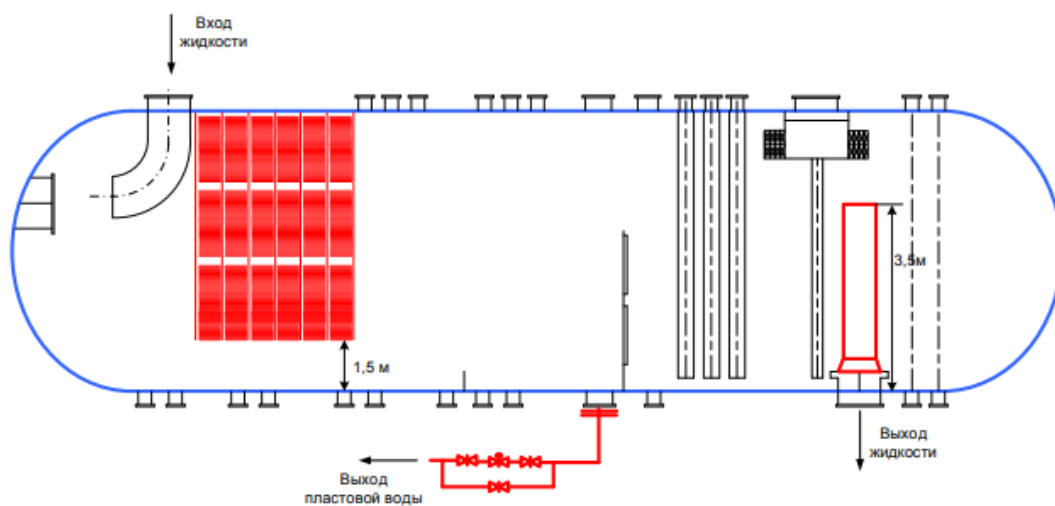


Рисунок 14 – Схема сепаратора после модернизации

Проектный рабочий уровень жидкости в сепараторе составляет 3,4 метра с рабочим объемом в 100 м<sup>3</sup>. Нарастив патрубок выхода нефти из сепаратора на

высоту 3,5 м, уменьшаем горизонтальную скорость потока жидкости в аппарате.

Реализация реконструкции УПСВ по второму варианту позволяет повысить производительность установки по объёму входящей жидкости на 200 м<sup>3</sup>/сут

Примером таких устройств, используемых для сепарации водонефтяной эмульсии и подготовки нефти и воды, являются трехфазные сепараторы типа ТФС (рисунок 15) [21].

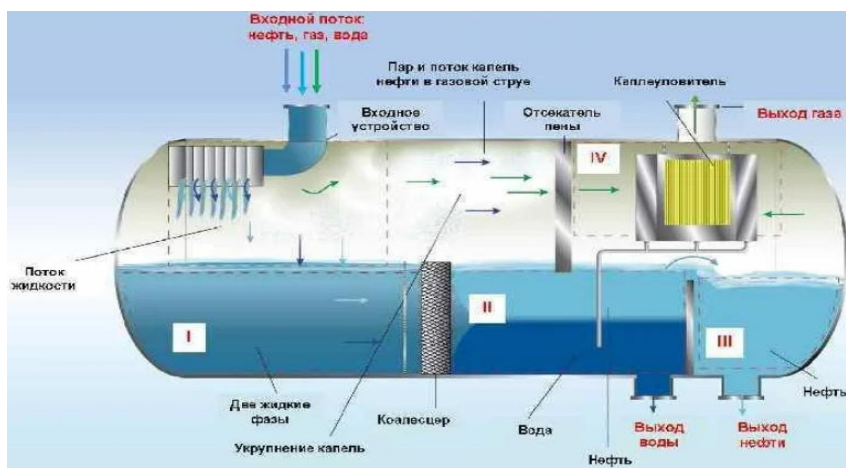


Рисунок 15 – Принципиальная схема устройства сепаратора типа ТФС

С их помощью добываемая продукция под действием сил гравитации разделяется на три потока: нефть, вода и газ, которые, попадая в сепаратор, формируются по его объему с целью последующего разделения фаз.

Применяют трехфазные сепараторы в различных сферах нефтеперерабатывающей промышленности:

— на нефтяны Вахского месторождениях — для очищения газосодержащих субстанций от любых лишних примесей, чтобы подготовить их для последующей транспортировки и/или переработки;

— в местах обработки нефти — для получения готового к реализации продукта.

С целью проведения исследования конкурентных технических решений рассмотрим 3 модели трехфазных сепараторов типа ТФС различных российских производителей:

Первой моделью является сепаратор трехфазный ТФС производства компании ООО «RZMash» (рисунок 16), который применяется для сепарации нефтяной эмульсии, предварительного сброса свободной воды, обезвоживания нефти на УПСВ и УПН. Используется при плотности нефти более  $0,85 \text{ г/см}^3$  [22].

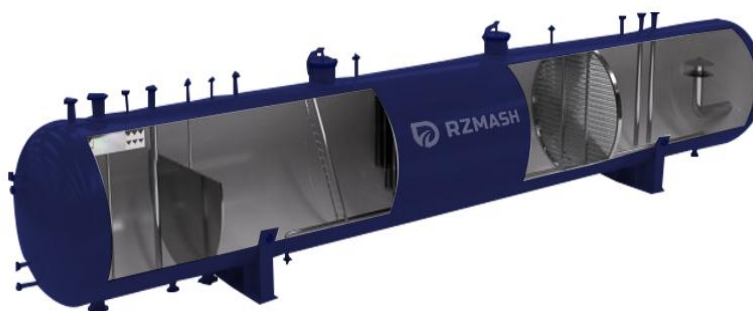


Рисунок 16 – Трехфазный сепаратор ТФС производства компании ООО «RZMash»

Вторая модель - сепаратор трехфазный ТФС производства компании ООО «Спецмаш», который используется в качестве нефтесепарационных установок, в составе установок предварительного сброса воды и установок товарной подготовки нефти на нефтепромысловых предприятиях (рисунок 17) [22].



Рисунок 17 – Трехфазный сепаратор ТФС производства компании ООО «Спецмаш»

Преимущества:

- простота конструкции и обслуживания;
- конструкция из высококачественных низколегированных сталей;
- улучшенная антикоррозионная обработка внешней и внутренней поверхностей.

Третья модель - сепаратор трехфазный ТФС производства ООО «СПЕЦХИММАШ», которые успешно эксплуатируются в различных отраслях промышленности на производственных предприятиях нашей страны, а также стран ближнего зарубежья (рисунок 18) [23].



Рисунок 18 – Трехфазный сепаратор производства ООО «СПЕЦХИММАШ»

Преимущества:

- высокое качество производства, соответствие действующей нормативной документации: ГОСТам;
- оптимальные показатели по качеству подготовки нефти, повышенная технологическая надежность при нестабильных режимах подготовки нефти.

Анализ технических параметров данных сепараторов представлен в таблице 5.

Таблица 5 - Технические параметры трехфазных сепараторов

Характеристики	ТФС ООО «RZMash»	ТФС ООО «Спецмаш»	ТФС ООО «СПЕЦХИММАШ»
Марка	Сталь 12X18H10T	Сталь 09Г2С	Сталь 10X17H13M2T
Рабочий объём, м <sup>3</sup>	6.3 – 200	100	5 – 200
Максимальное давление, (Мпа)	0.6 – 2,6	0.7 – 1,4	0.6 – 2,5
Диапазон рабочих температур (°С)	-60 , + 200	-40 , + 100	-50 , + 150
Дегидратация до уровня, %	5-20	5-15	5-20
Длина, мм	21650	13950	21650
Диаметр, мм	3700	3300	3700
Масса сепаратора, кг	41500	28500	41500
Срок службы, лет	25	20	25

Таким образом сепараторы ТФС производства ООО «RZMash» и ООО «СПЕЦХИММАШ», согласно представленного анализа являются наилучшими.

С целью предотвращения возникновения сбоев технологического режима работы сепаратора вовремя повышения нагрузки или при образовании устойчивой эмульсии целесообразно применять модернизированную сепараторную конструкцию, которая уже успешно применяется на АО «Самаранефтегаз» (рисунок 19).

В данном устройстве смонтирован модернизированный узел ввода, технологического узла с коалесцирующими устройствами, вертикальной перегородкой и модернизированными патрубками вывода жидкости [22].



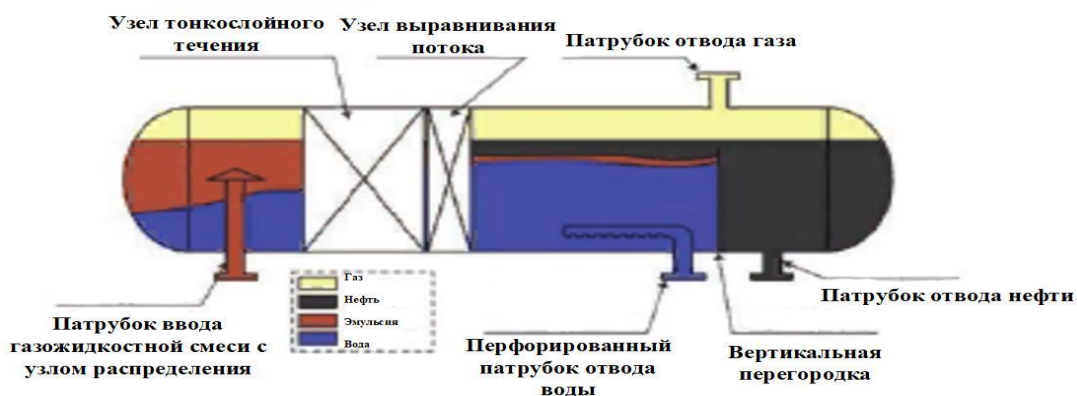


Рисунок 19 – Принципиальная схема работы модернизированного сепаратора типа ТФС

Этот усовершенствованный сепаратор работает достаточно стабильно, равномерно разделяя направленные в него эмульсии. Это условие создается за счёт повышенных участков соприкосновения эмульсии с коалесцирующей средой, выравнивания потока с последующей гравитационной выдержкой комбинации из нефти, газа и воды, которые затем удаляются по отдельным патрубкам. При этом какое-либо смешивание исключается, а фазы отделяются практически полностью.

Когда смесь из нефти, газа и воды по синусоиде поступает на место отдела фаз, течение жидкости одновременно растекается, постепенно заполняя сепаратор и перетекает в узел тонкослойного течения жидкости, сделанный из набора пластин.

Конструкция и материал пластин, не поглощающий воду, обеспечивают хорошее межмолекулярное взаимодействие и обеспечивают насколько это возможно осуществить коалесценцию мелких капель нефти до предельных значений, обеспечивающих оптимальную энергию для отделения капли от поверхности пластин и ее всплытия. При перемещении по каналу тонкослойного течения отделяется и подготавливается вода, а механические примеси осаждаются вследствие вихревых сил в местах сваривания пластин.

Потоки нефти и воды отделяются при помощи изолирующей перегородки. После этого он направляется в место отстоя и отвода воды, где

уже под действием сил гравитации осуществляется финишное разделение нефти от воды, которые затем отводятся по индивидуальным патрубкам.

Польза от предложенного проекта была доказана благодаря проведению ряда технологических опытов на сепараторе, установленном на Вахском нефтяном месторождении.

Из рисунка 20 видно, что объем воды, откачиваемой в систему поддержания пластового давления, увеличивается, объем балластной перекачки жидкости на следующий пункт сбора снижается.



Рисунок 20 – Характеристики работы аппарата до и после модернизации

Данное обстоятельство обеспечивает уменьшение нагрузки на перекачивающие насосы, и соответственно объемы потребления электроэнергии снизились на 30 тыс. кВт·ч [21].

Анализ результатов опытно-промышленных испытаний оборудования, разработанного и реализованного на месторождении АО «Самаранефтегаз» показал, что с учетом текущего состояния и оснащения перекачивающих насосов модернизируемый сепаратор ТФС оптимально функционирует – снизилась концентрация воды в нефти по потокам на выходе до 40 %, что привело к экономии денежных средств размере 11 590 000 рублей в год [22].

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б7Г2	Апраксин Дмитрий Александрович

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

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

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Бюджет для модернизации сепаратора составляют 6493746,4 тыс. руб</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Значение показателя интегральной ресурсоэффективности – не менее 0,8 баллов из 1,0</i>
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления во внебюджетные фонды – 30,4%</i>

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

<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований. 2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.</i>
<i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Структура работ в рамках научного исследования. Бюджет научно-технического исследования.</i>
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Определение сравнительной эффективности</i>

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

<i>Карта сегментирования Матрица SWOT 3. График Ганта</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>
Профессор ОСГН ШБИП	Гасанов Магеррам Али оглы	Д.Э.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б7Г2	Апраксин Дмитрий Александрович		

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

### **4.1 Технико-экономическое обоснование проекта**

Установка предварительного сброса воды УПСВ-6 производительностью по жидкости 693235 м<sup>3</sup>/год, входит в состав цеха подготовки и перекачки нефти Вахского месторождения.

Режим работы объектов УПСВ-Х ЦППН круглосуточный, круглогодичный при 365 днях в году (8760 часов). Для повышения производительности установки было предложено расширение УПСВ путем установки дополнительного оборудования (трехфазных сепараторов).

Большинство крупнейших нефтяных месторождений России, находящихся в настоящее время на поздних стадиях разработки, характеризуются значительными объемами попутно-добываемой пластовой воды. Перекачка высоко-обводненной продукции до установок подготовки нефти (УПН) и последующая утилизация попутно-добываемой воды в системе поддержания пластового давления перегружает промысловые трубопроводы и увеличивает их капиталоемкость из-за больших затрат на встречные перекачки, борьбу с коррозией, эмульгированием нефти, а также ухудшает экологическую ситуацию в нефтедобывающих регионах и т.д.

В ходе выполнения квалификационной работы, был проведен анализ эффективности применения трехфазных сепараторов. Было выявлено, что основным рынком для данной разработки являются крупные нефтяные и газовые компании.

В различных исследованиях трехфазных сепараторов (ТФС) нуждаются в основном крупные компании, так как у них очень большие объемы добываемых ископаемых. Крупным компаниям важен расчет и подбор сепаратора, так как каждый состав нефти требует к себе различные

характеристики. А от качества товарной нефти зависит её стоимость, число потенциальных клиентов и динамика спроса.

В таблице 6 приведены практические примеры эффективности применения трехфазных сепараторов производства разных компаний.

Таблица 6 – Сведения о работе трёхфазного сепаратора

Тип НГС	$V_{\text{нефти}}$ т/ГОД	$V_{\text{газа}}$ м <sup>3</sup> /ГОД	Разница производительности по сравнению с базовым	
			$V_{\text{нефти}}$ т/ГОД	$V_{\text{газа}}$ м <sup>3</sup> /ГОД
Базовый сепаратор	139532	5703490		
ТФС компании ООО «RZMash».	145 782	23954658	6250	18 251 168
ТФС компании ООО «Спецмаш»	141 852	12 547 678	2320	6844188
ТФС компании ООО «Спецхиммаш»	144 494	21787331	4962	16 083 841

С применением аппаратов ТФСК и КДФ подготовка подтоварной воды для системы ППД или утилизации заметно упрощается, т.к. на выходе из аппаратов она имеет относительно высокое качество и технологическую надежность. Этот процесс отделения основного количества пластовой воды непосредственно на ДНС и последующий транспорт мало-обводненной нефти обеспечивает снижение нагрузки на УПН и напорные нефтепроводы, уменьшает коррозионную активность перекачиваемой продукции, тем самым, снижая эксплуатационные расходы на поддержание сети трубопроводов.

#### **4.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

#### 4.2.1 Потенциальные потребители результатов исследования

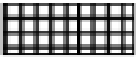


Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга). Можно применять географический, демографический, поведенческий и иные критерии сегментирования рынка потребителей, возможно применение их комбинаций с использованием таких характеристик, как возраст, пол, национальность, образование, любимые занятия, стиль жизни, социальная принадлежность, профессия, уровень дохода.

В ходе выполнения квалификационной работы, был проведён расчет трехфазного сепаратора. Было выявлено, что основным рынком для данной разработки являются крупные нефтяные и газовые компании (таблица 7).

Таблица 7 – Карта сегментирования рынка услуг по применению ТФС

		Вид ТФС		
		ТФС ООО «RZMash»	ТФС ООО «Спецмаш»	ТФС ООО «Спецхиммаш»
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

 - Роснефть  - Томскнефть  - Дагнефтегаз

В различных исследованиях трехфазных сепараторов ООО «RZMash» нуждаются в основном крупные компании, так как у них очень большие объемы добываемых ископаемых. Анализируя данные представленные в

таблице 7 можно рекомендовать компании выходить на рынки подготовки нефти, где ПАО «Роснефть» будет конкурировать с условно маленькими компаниями

#### **4.2.2 Сравнение конкурентных технических решений**

Организация предварительного сброса воды должна предусматривать как мероприятия по повышению качества сепарации и обезвоживания нефти, так и по получению качественной пластовой воды без использования значительных дополнительных средств, т.к. при высокой обводненности продукции скважин (80-90%) значительный объем капитальных вложений приходится на сооружения по очистке воды (порядка 40-50% от стоимости УПН).

Наиболее эффективно сброс и утилизация свободной пластовой воды в условиях ДНС могут быть решены в процессе сепарации нефти от газа с использованием трехфазных сепараторов.

Сброс воды на ДНС и УПН, в частности, реализуется путем замены существующих двухфазных нефтегазовых сепараторов на трехфазные или путем переоборудования действующих сепараторов в трехфазные. Разделение расслоенных потоков производится в аппаратах достаточно простой конструкции. Конструкция трехфазных сепараторов является базовой, т.к. она обеспечивает сброс всего объема свободного газа и свободной воды из продукции скважин.

Трехфазные сепараторы ТФС используются в качестве нефтесепарационных установок, в составе установок предварительного сброса воды и установок товарной подготовки нефти на нефтепромысловых предприятиях.

Применение трехфазного сепаратора особенно значимо на начальных этапах нефтяного производства. При использовании маломощных систем с недостаточностью функции сепарации высока вероятность снижения мощности

скважины либо возникновения неполадок в рабочих процессах всего производства.

С целью проведения исследования конкурентных технических решений были рассмотрены модели трехфазных сепараторов типа ТФС трех различных российских производителей:

- Сепаратор трехфазный ТФС производства компании ООО «RZMash» обозначим «Бс»,
- сепаратор трехфазный ТФС производства компании ООО «Спецмаш» - «Бс1»,
- сепаратор трехфазный ТФС производства ООО «Спецхиммаш» обозначим «Бс2».

Согласно некоторым показателям деятельности фирм производителей сепараторов, интересным с точки зрения менеджмента, а также основным техническим характеристикам сепараторов, был сделан балльный анализ зависимости технических и экономических критериев по их удельному весу значимости. Результаты исследований представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений по внедрению модернизированного трёхфазного сепаратора ТФС

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бс	Бс1	Бс2	Кс	Кс1	Кс2
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Повышение качества товарной нефти	0,15	4	3	5	0,6	0,45	0,75
2. Соответствие сепаратора заявленным критериям производителя	0,03	5	4	5	0,15	0,12	0,15
3. Повышение эффективности подготовки нефти	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2



Продолжение таблицы 8

4.Общее повышение производительности подготовки нефти	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
5.Отсутствие рисков по повышению износа оборудования	0,09	5	4	4	0,45	0,36	0,36
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Увеличение конкурентоспособности и продукта за счет повышения качества товарной нефти	0,15	5	5	5	0,75	0,75	0,75
2. Удешевление процесса подготовки нефти	0,15	5	3	3	0,75	0,45	0,45
3. Предполагаемый срок эксплуатации	0,15	5	5	5	0,75	0,75	0,75
4. Послепродажное обслуживание	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
5. Финансирование научной разработки	0,03	5	4	4	0,15	0,12	0,12
6. Срок выхода на рынок	0,06	4	5	4	0,24	0,3	0,24
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>53</b>	<b>46</b>	<b>48</b>	<b>4,59</b>	<b>3,62</b>	<b>4,22</b>

Заявленные к сравнению сепараторы Бс1 и Бс2 на первичном этапе анализа раскрывают свой потенциал в разрезе конкурентных технических решений следующим образом:

Сепаратор трехфазный ТФС производства компании ООО «Спецмаш» показывает высокие риски (разница 1,08 и 0,62 пункта соответственно), а также набирает низкий балл (максимальный разрыв 11 пунктов). В сравнительной динамике Бс2 уступает как основному, рассматриваемому – Бс, так и одному из предложенных – Бс1 сепараторов.

Бс1 набирает на 3 балла, меньше предложенного к внедрению Бс. Согласно лабораторным исследованиям, одновременно повышая риски в процессе производства и сбыта продукции. Согласно шкале балльности

отрицательный рост баллов 5 процентов. Сравнительная конкурентоспособность падает на 9 процентов.

Таким образом сепаратор трехфазный ТФС производства компании ООО «RZMash», согласно представленного анализа является наилучшим по сумме всех показателей, но в то же время не раскрывает на данном этапе весь свой потенциал и будет интересен в дальнейшем экономическом анализе с точки зрения конкретных решений на уровне внедрения.

#### **4.2.3 SWOT-анализ**

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта.

Анализ проводится в несколько этапов:

-Описание сильных и слабых сторон проекта, выявление возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

-Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательской работы внешним условиям окружающей среды, это должно помочь выявить степень необходимости стратегических изменений. В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта.

-В рамках третьего этапа строится итоговая матрица SWOT-анализа.

Описание сильных и слабых сторон проекта, выявление возможностей и угроз для его реализации трехфазового сепаратора представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Матрица SWOT внедрения использования сепаратора

	<p><b>Сильные стороны проекта:</b>                  С1. Наличие собственного производства.                  С2. Неизношенные основные фонды.                  С3. Экономичность и энергоэффективность технологии.                  С4. Наличие оборудования для внедрения.                  С5. Квалифицированный персонал.</p>	<p><b>Слабые стороны проекта:</b>                  Сл1. Наличие элементов экологической опасности производства.                  Сл2. Отсутствие инжиниринговой услуги, способной обучить работать в рамках проекта.                  Сл3. Стандартные методы продвижения на рынке.                  Сл4. Риски повышения износа оборудования.</p>
<p><b>Возможности:</b>                  В1. Использование инновационной инфраструктуры предприятия                  В2. Появление дополнительного спроса на новый продукт                  В3. Снижение таможенных пошлин на сырье и материалы, используемые при научных исследованиях                  В4. Повышение стоимости конкурентных моделей сепараторов</p>		
<p><b>Угрозы:</b>                  У1 Появление более эффективного сепаратора                  У2. Отсутствие спроса на новые технологии производства                  У3. Развитая конкуренция поставщиков                  У4. Введение дополнительных государственных требований к сертификации продукции</p>		

Построили интерактивную матрицу проекта, представленную в таблице 10. В случае наблюдения сильного соответствия сильных или слабых сторон возможностям или угрозам фактор поместили знаком плюс. Знаком минус при слабом соответствии. Если же существовали сомнения в выборе знака, то ставили «0».

Таблица 10 – Интерактивная матрица проекта

<b>Сильные стороны проекта</b>				
Возможности проекта	C1	C2	C3	C4
B1	+	+	+	+
B2	-	+	0	0
B3	+	+	0	+
B4	+	-	+	-
<b>Сильные стороны проекта</b>				
Угрозы проекта	C1	C2	C3	C4
У1	-	-	-	-
У2	+	+	0	+
У3	-	-	-	-
У4	-	-	-	-
<b>Слабые стороны проекта</b>				
Возможности проекта	Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
B1	+	0	-	-
B2	-	-	-	-
B3	0	+	-	-
B4	-	-	-	-
<b>Слабые стороны проекта</b>				
Угрозы проекта	Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
У1	-	-	-	+
У2	-	-	0	+
У3	-	-	-	-
У4	+	+	-	+

Построили итоговую матрицу SWAT-анализа, представленную в таблице 11.

Таблица 11-Итоговая матрица SWAT-анализа

	<b>Сильные стороны сепаратора</b>	<b>Слабые стороны сепаратора</b>
Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры предприятия В2. Появление дополнительного спроса на новый продукт В3. Снижение таможенных пошлин на сырье и материалы, используемые при научных исследованиях В4. Повышение стоимости конкурентных моделей сепараторов	Сильные стороны внедрения использования сепаратора: С1. Наличие собственного производства. С2. Неизношенные основные фонды. С3. Экономичность и энергоэффективность технологии. С4. Наличие оборудования для внедрения. С5. Квалифицированный персонал.	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Наличие элементов экологической опасности производства. Сл2. Отсутствие инжиниринговой услуги, способной обучить работать в рамках проекта. Сл3. Стандартные методы продвижения на рынке. Сл4. Риски повышения износа оборудования.

Продолжение таблицы 11

	СиВ: Проведение лабораторного исследования на предмет использования трехфазных сепараторов с учетом качества полученной при этом нефти по Техническому регламенту, государственным стандартам.	СлиВ: 1.Необходимость практического внедрения для полного раскрытия возможностей сепаратора 2. Небольшой участок внедрения с учетом местной нефти. 3.Отсутствие поддержки со стороны руководства предприятия 4.Сокращенис поставок нового сепаратора.
Угрозы: У1 Появление более эффективного сепаратора У2. Отсутствие спроса на новые технологии производства	СвиУ: 1. Продвижение идеи внедрения сепаратора с учетом повышения качества нефтей с целью создания спроса	СлиУ: 1. Неблагоприятный сдвиг в курсах валют 4.Сокращенис поставок или смена поставщика 6. Политическая
У3. Развитая конкуренция поставщиков У4. Введение дополнительных государственных требований к сертификации продукции	2.Создание конкурентных преимуществ готового продукта. Развивающиеся конкурентные отношения.	Нестабильность 7.Сертификация и стандартизация продукта

По итогам SWOT-анализа выявлены возможности для дальнейшего развития ТФС. Снижение негативного влияния угрозы 2 может быть достигнуто за счет продвижения идеи внедрения ТФС с учетом повышения производительности сепаратора по нефти с целью создания спроса.

Высокая эффективность и возможность масштабного тиражирования выделяют ТФС по сравнению с базовым сепаратором. Большинство угроз и слабых мест могут быть нивелированы за счет этого.

### 4.3 График проведения работ

Для выполнения данного пункта использовали диаграмму Ганта, представляющую собой инструмент, позволяющий визуализировать и

управлять проектами, структурировать их выполнение и видеть общую картину задач, как личных, так и организации.

Диаграмма Ганта представляет собой горизонтальные полосы, расположенные между двумя осями:

1. Вертикальная — это список задач;
2. Горизонтальная — это временная шкала проекта.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует привести в календарные дни формула 1.

$$T_{ki} = T_{pi} * K_{\text{кал}} \quad (1)$$

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

$T_{pi}$ - продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

$K_{\text{кал}}$ - коэффициент календарности.

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (2)$$

Где  $T_{\text{кал}}$ - количество календарных дней в году;

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

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

Следует учесть, что расчетную величину продолжительности работ  $T_{ki}$  нужно округлить до целых чисел.


Расчетные данные сводим в таблице 12, на основании которой можно построить календарный план-график таблица 13.

Таблица 12 – Календарный план график

Название	Время, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
Модернизация сепаратора	30	15.04	15.05	Главный инженер
Подготовительные работы	15	16.05	31.05	Слесарь по ремонту
Монтаж конструкции	10	01.06	10.06	Слесарь по ремонту
Тестирование работы новой установки	4	11.06	16.06	Главный инженер
<b>Итого</b>	<b>59</b>	<b>15.04</b>	<b>16.06</b>	

Таблица 13 – Календарный план – график проведения мероприятия

Вид работ	Исполнители	Т <sub>к</sub> , кал,дн.	Продолжительность выполнения работ														
			апр		май			июнь			август			сент			
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
Модернизация сепаратора	Главный инженер	30	■														
Подготовительные работы	Слесарь по ремонту	15	■														
Монтаж конструкции	Слесарь по ремонту	10						■									
Тестирование новой установки	Главный инженер	4							■								

где  главный инженер;

 - слесарь по ремонту;

#### 4.4 Бюджет научного исследования

##### 4.4.1 Затраты на специальное оборудование

Основу сметного расчёта составляют затраты на материальные ресурсы. Затраты определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов, нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части.

Затраты на специальное оборудование приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Затраты на специальное оборудование для внедрения трёхфазного сепаратора

Наименование оборудования	Кол-во	Срок эксплуатации, лет	Стоимость единицы, руб.
Фильтр газоотделитель	6	12	388 320
Расходомер	6	10	211500
Датчик уровня ультразвуковой	6	15	96 648

Продолжение таблицы 14

Клапан обратный	6	10	42510
Итого:			<b>713 978</b>

Таким образом затраты на оборудование для внедрения трёхфазного сепаратора составляет 713 978 руб.

#### 4.4.2 Расчет амортизационных отчислений

Амортизация – это процесс переноса стоимости основных средств на стоимость произведенной и проданной конечной продукции по мере их износа, как материального, так и морального.

Для расчета амортизационных отчислений необходимо помнить, что к амортизируемому имуществу относятся основные средства со сроком службы более 12 месяцев и стоимостью более 40000 руб. По остальным основным средствам амортизация не начисляется, они в полном объеме списываются на издержки производства.

Сумма амортизационных отчислений по каждому виду основных средств за год рассчитывается по формуле:

$$AO = Pc \cdot Na : 100 \quad (3)$$

где

Pc – первоначальная стоимость основного средства, руб.

Na – годовая норма амортизационных отчислений, %

Na = 100: Срок службы в годах

Данные по расчету амортизации приведены в таблице 15.



Таблица 15 – Расчет годовых амортизационных отчислений

Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость единицы, руб.	Годовая сумма амортизационных отчислений, тыс. руб.
Фильтр газоотделитель	6	388 320	32230
Расходомер	6	211500	21150
Датчик уровня ультразвуковой	6	96 648	6475
Клапан обратный	6	42510	4251
Итого:		<b>713 978</b>	<b>64106</b>

Таким образом амортизационные отчисления составляют 64106 руб.

#### 4.4.3 Расчет заработной платы

Фонд оплаты труда – общая сумма денежных средств, выплачиваемых работникам предприятия по сдельным расценкам, тарифным ставкам, окладам, а также доплат, надбавок и премий в течение определенного периода времени.

В данную статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, а также рабочих опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме.

Величина расходов по заработной плате определяется на основе 52 трудоемкости выполняемых работ и действующей системы тарифных ставок и окладов. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада.

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{доп} = к_{доп} \cdot З_{осн} \quad (4)$$

$$З_{доп} = 0,13 \cdot 42576 = 5534,88 \text{ руб.};$$

где  $к_{доп}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Настоящая статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением научно-технического исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп} \quad (5)$$

где  $З_{осн}$  – основная заработная плата;

$З_{доп}$  – дополнительная заработная плата (12-20 % от  $З_{осн}$ ).

Основная заработная плата ( $З_{осн}$ ) исполнителей рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{осн} = Тр \cdot З_{дн} \quad (6)$$

где  $З_{осн}$  – основная заработная плата одного работника;

$Тр$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. Дн.;

$З_{дн}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = (З_{м} \cdot М) / F_{д} \quad (7)$$

$З_{дн} = 38800 \cdot 10,4 199 = 2027 \text{ руб.}$  – главный инженер;

$З_{дн} = (З_{м} \cdot М) / F_{д} = 17000 \cdot 10,4 199 = 88,8 \text{ руб.}$  – слесарь по ремонту,

где  $З_{м}$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$М$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. Дня  $М = 11,2$  месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. Дней  $М = 10,4$  месяца, 6-дневная неделя;

$F_{д}$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. Дн.

Таблица 16 – Расчет основной заработной платы

№	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоемкость. Чел.-дн.	Заработная плата, приходящаяся на один чел.- дн., руб.	Страховые отчисления, руб.	Всего заработная плата по тарифу (окладам), руб.
1	Составление и утверждение тех. Задания	Главный инженер	2,8	1032	375,6	2889,6
2	Выбор	Главный инженер	6,6	1041	893,2	6870,6
3	Подбор и изучение материалов	Главный инженер	12,6	1045	1711,7	13167
4	Календарное планирование работ	Главный инженер, слесарь по ремонту	3,2	954,3	397,0	3053,76
5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Слесарь по ремонту	8,4	50,4	55,0	423,36
6	Разработка опытного образца	Слесарь по ремонту	5,8	50,4	38,0	292,32
7	Оценка результатов исследования	Главный инженер, слесарь по ремонту	4,6	1170,5	700,0	5384,3
8	Составление пояснительной записки	Главный инженер, слесарь по ремонту	12,6	1170,5	1917,3	14748,3
Итого:						<b>46829,24</b>

Таким образом основная заработная плата составляет 46829,24 руб

#### 4.4.4 Отчисления во внебюджетные фонды

Взносы во внебюджетные фонды составляют 30,4%.

В таблице 17 представлен расчет страховых отчислений во внебюджетные фонды, такие как: Пенсионный фонд России (ПФР), Фонд социального страхования (ФСС), Федеральный фонд обязательного медицинского страхования (ФОМС).

Таблица 17 – Отчисления во внебюджетные фонды

Заработная плата, руб.	Процент взносов во внебюджетные фонды, %	Взносы во внебюджетные фонды, руб
<b>46829,24</b>	30,4	14236,1

Взносы во внебюджетные фонды составляют 14236,1 рублей.

#### 4.4.5 Формирование бюджета затрат на реализацию проект

Общие затраты на внедрение ТФС представлены в 18.

Таблица 18 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

№	Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1	Расчёт затрат на оборудование	713978
2	Расчет амортизационных отчислений	64106
3	Расчет заработной платы сотрудников	46829,24
4	Отчисления во внебюджетные фонды	14236,1
5	Всего затраты на мероприятие	<b>839149</b>

Таким образом затраты на внедрение ТФС составляет 839149 рублей.

#### 4.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

На основе экономического расчета определим эффективность внедрения ТФС. Расчет экономической эффективности производится в соответствии с методическими рекомендациями по комплексной оценке эффективности мероприятий направленных на увеличение производительности сепаратора по нефти.

Проектная производительность нефтегазовых сепараторов по нефти ( т/год) сведены в таблицу 6.

Объем выручки в год:

$$V = Q * Ц \quad (8)$$

Где Q – Разница производительности сепаратора по нефти, т

Ц - цена одного тонна нефти, руб (цена 1 тонны нефти составит 37580 руб) .

Годовая валовая прибыль равна:

$$П_v = V - З \quad (9)$$

Налог на прибыль, равный 20%:

Определяем величину налога на прибыль за t-й год:

$$\Delta N_{\text{пр } t} = \Delta \Pi_{\text{н/обл } t} \cdot N_{\text{пр}} / 100, \quad (10)$$

где  $N_{\text{пр}}$  – ставка налога на прибыль, 20%.

Дисконтированный поток денежной наличности, определяется как сумма текущих годовых потоков, приведенных к начальному году:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(\Pi t + At) - Kt}{(1 + E_n)^{t-t_p}}, \quad (11)$$

где,  $NPV$  - дисконтированный поток денежной наличности;

$\Pi_t$ - прибыль от реали-зации в t-м году;

$At$  – амортизационные отчисления в t-м году;

$K_t$  - капитальные вложения в разработку месторождения в t-м году;

$E_n$  – норматив дисконтирования, доли ед.;

$t, t_p$  – соответственно текущий и расчетный год.

Индекс доходности (PI) - отношение суммарных приведенных чистых поступлений к суммарному объему капитальных вложений:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T (\Pi_t + A_t) / (1 + E_n)^{t-t_p}}{\sum_{t=1}^T K_t / (1 + E_n)^{t-t_p}}. \quad (12)$$

Период окупаемости (Пок) - это продолжительность периода, в течение которого начальные негативные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируются ее положительными значениями. Период окупаемости может быть определен из следующего равенства:

$$\sum_{t=1}^{\text{Пок}} \frac{(\Pi t + At) - Kt}{(1 + E_n)^{t-t_p}} = 0, \quad (13)$$

где, Пок - период возврата вложенных средств, годы.

Результаты расчета вводим таблицу 19.

Таблица 19 - Расчет экономического эффекта от применения ТФС

Сепаратор	ТФС компании ООО «RZMash»	ТФС компании ООО «Спецмаш»	ТФС компании ООО «Спецхиммаш»
Разница производительности по нефти, т/год	6250	2320	4962
Стоимость ТФС, руб	5 490 000	3500 000	5100 000
Суммарные затраты на модернизацию и эксплуатацию оборудования, руб	839149	839149	839149
Выручка, руб	201562500	74820000	160024500
Годовая валовая прибыль, руб	195233351	70480851	154085351
Налог на прибыль, руб	39046670,2	14096170,2	30817070,2
Экономический эффект, руб	156186680,8	56384680,8	123268280,8
Дисконтированный поток денежной наличности,руб	131096336,3	46042423,3	102810771,1
Индекс доходности	28,4610	16,1282	24,1828
Период окупаемости,год	<b>0,3374</b>	<b>0,5959</b>	<b>0,3972</b>

Сравнение значений показателей эффективности позволяет понять и выбрать более эффективный вариант ТФС с позиции финансовой и ресурсной эффективности. Срок окупаемости ТФС компании ООО «RZMash» меньше других и составляет 0,33 год, таким образом, наиболее эффективным ТФС является сепаратор трехфазный ТФС компании ООО «RZMash». Проект экономически целесообразен и перспективен. Общая сумма капитальных затрат на приобретение трехфазного сепаратора равна 839149 руб. Годовая прибыль – 131096336,36 руб.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>		<b>ФИО</b>	
3-2Б7Г2		Апраксин Дмитрий Александрович	
<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление / специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

<b>Анализ эффективности работы установки предварительного сброса воды на Вахском нефтяном месторождении</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<b>Введение</b>	<p>Объект исследования: трехфазные сепараторы ТФС          Область применения: Вахское нефтяное месторождение  <i>Рабочая зона:</i> полевые условия  <i>Климатическая зона:</i> III  <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> трехфазные сепараторы ТФС, технические манометры, датчики давления.  <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> прием жидкости с фонда скважин, отбор газа первой ступени сепарации, полная дегазация нефти и воды на концевой ступени сепарации, обезвоживание поступающей нефти, отделение попутной пластовой воды очистки ее от нефти, механических примесей.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</b>	<p>Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 533 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств»;          ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность»;          СП 44.13330.2011 «Свод правил. Административные и бытовые здания. Актуализированная редакция СНиП 2.09.04-87»;          Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» ПРИКАЗ от 15 декабря 2020 года N 534</p>
<b>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</b>	<p>Вредные факторы:          1. Аномальные климатические параметры воздушной среды;          2. Превышение уровня шума и вибрации;          4. Недостаточная освещенность рабочей зоны;          5. Повышенная запыленность рабочей зоны;          6. Работа с вредными веществами;          7. Укусы насекомых/животных;          8. Монотонность труда.</p>

	<p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Электрический ток;</li> <li>2. Короткое замыкание;</li> <li>3. Статическое электричество;</li> <li>4. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;</li> <li>5. Работа с оборудованием под давлением</li> <li>6. Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов</li> </ol> <p><b>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</b> использование защитных костюмов, виброизолирующие рукавицы, перчатки, виброизолирующая обувь, беруши, наушники, защитные ограждения, репелленты, сетки.</p>
<p><b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</b></p>	<p><b>Воздействие на селитебную зону:</b> загрязнение территории нефтепродуктами при аварии. Класс опасности производства III. Размер СЗЗ 1000 м.</p> <p><b>Воздействие на литосферу:</b> остатки нефтепродуктов, химических реагентов, утилизация элементов отработанного оборудования.</p> <p><b>Воздействие на гидросферу:</b> разлив нефти при транспортировании, продукты жизнедеятельности персонала</p> <p><b>Воздействие на атмосферу:</b> выбросы загрязняющих веществ при пусках установки, продувке аппаратов технологического оборудования; залповые выбросы загрязняющих веществ при сбросах на свечи и факела.</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</b></p>	<p><b>Возможные ЧС:</b> Природные катастрофы (наводнения, ураган и т.д.); Геологические воздействия (оползни, обвалы, провалы территории и т.д.); Техногенные аварии (отказ систем безопасности, ошибочные действия персонала, и т.д.).</p> <p><b>Наиболее типичная ЧС:</b> Разгерметизация емкостей, резервуаров или (и) трубопроводов с превышением ПДВК.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г2	Апраксин Дмитрий Александрович		



## **5 Социальная ответственность**

В данном разделе рассматриваются факторы возможного влияния сырья, продукции, энергии, потребляемой на УПСВ, технологического оборудования и условий работы на рабочий персонал и окружающую среду, а также описываются возможные чрезвычайные ситуации с указанием мер по их ликвидации, приводятся правовые и организационные аспекты обеспечения безопасности.

Целью раздела социальной ответственности является анализ вредных и опасных факторов труда работников, обслуживающих трехфазный сепаратор, и организация мер защиты от них. В разделе также рассматриваются требования техники безопасности при проведении работ, охрана труда и промышленной безопасности, охрана окружающей среды и экологической безопасности, применяемых на предприятии.

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Все работы на объектах УПСВ должны проводиться на основании законов, актов, нормативных стандартов РФ в области промышленной и пожарной безопасности. А так же отраслевых стандартов компании, с применением инструкций безопасности, разработанных в компании на основании выше перечисленного.

На месторождении форма осуществления трудового процесса вахтовый метод. Работники, привлекаемый к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенные для обеспечения жизнедеятельности работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха. Согласно от 30 июня 2006 г. № 90 ФЗ статьи 297

работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 настоящего Кодекса для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие.

В указанном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту на месторождение и обратно. Дни нахождения в пути к месту работы и обратно в рабочее время не включаются и могут приходиться на дни междувахтового отдыха. Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте (день междувахтового отдыха) оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада (должностного оклада) за день работы), если более высокая оплата не установлена коллективным договором, локальным нормативным актом или трудовым договором.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов: устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях. Предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих: в районах Крайнего Севера, 72 – 24 календарных дня, в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней [24].

## **5.2 Производственная безопасность**

Технологический процесс УПСВ связан с наличием на рабочих местах опасных и вредных производственных факторов, способных привести к взрыву, пожару, травмированию персонала.

В таблице 20 представлены «Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы».

Таблица 20 – Возможные опасные и вредные факторы

<b>Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)</b>	<b>Нормативные документы</b>
Отклонение показателей климата	требования к отклонению показателей климата устанавливаются СанПиН 1.2.3685-21"
Повышенный уровень шума	требования к уровню шума устанавливаются ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ.
Превышение уровня вибрации	требования к вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012-2004
Недостаточная освещенность	требования к освещению устанавливается СП 52.13330.2016
Укусы насекомых/животных	требования к укусам устанавливается ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ.
Вредные вещества	ГОСТ 12.1.005-88
Электробезопасность	требования к электробезопасности устанавливаются ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ.
Короткое замыкание и статическое электричество	требования к статическому электричеству устанавливаются ГОСТ 12.1.018-93
движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования	требования к движущимся машинам и механизмам устанавливаются ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ.
Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов	требования к неподвижным режущим, колющим, обдирающим, разрывающим частям твердых объектов устанавливаются ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ.
Работа с оборудованием под давлением	требования к оборудованию, находящемуся под давлением устанавливаются НП-044-18
Монотонность труда	МР 2.2.9.2311 – 07
Повышенная запыленность рабочей зоны	ГОСТ 12.1.005-88

Технологический процесс характеризуется наличием следующих опасных и вредных производственных факторов:

*Отклонение показателей климата на открытом воздухе.*

Метеорологические условия изменяются посезонно и посуточно. При высокой температуре воздуха понижается внимание, появляются торопливость и неосмотрительность, при низкой – уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организма. Рабочему важно обеспечить надежную защиту от агрессивных сред, а также комфортную эксплуатацию в суровых погодных условиях. Рабочие должны обеспечиваться спецодеждой соответствующей времени года. Летом – роба х/б, сапоги, головной убор,

рукавицы и средства защиты от насекомых. Зимой - шапка - ушанка, валенки, ватные штаны, шуба, ватные рукавицы.

В условиях крайнего севера среди факторов производственной среды, действующих на организм человека при выполнении различных видов работ в холодное время года, ведущая роль принадлежит метеорологическим условиям, вызывающим охлаждение. Охлаждающего воздействия метеорологических условий на человека зависит от показателей атмосферной температуры и скорости ветра. Температура воздуха ниже – 45 С° даже при незначительной скорости ветра 2 м/с служит основанием для прекращения работ. При скорости более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются при любых, даже небольших отрицательных атмосферных температурах в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей, возможности быстрого отморожения кожных покровов, незащищенных одеждой участков тела. Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м - для необогреваемых помещений.

На месторождении применяются следующие средства индивидуальной защиты:

- спецодежда (рукавицы, обувь, головные уборы), которая имеет высокие теплозащитные свойства, воздухо непроницаемости, малую влагоемкость и нефтенепроницаемость.

коллективной защиты:

- сокращение времени пребывания персонала в зоне воздействия вредных факторов;

- доставка к месту работы и с работы должна осуществляться в утепленном транспорте;

- для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения.

*Превышение уровня шума.* Основной источник создаваемого шума на производстве – работа технологического оборудования. Эти виды

механического шума являются постоянными, его уровень не должен превышать 50 дБ. Длительное пребывание в зоне с повышенным уровнем шума на производстве может привести к ухудшению работы слухового аппарата сотрудников месторождений, в результате чего у них могут развиваться различные хронические заболевания, такие как тугоухость. Основным средством индивидуальной защиты от шума на Вахском месторождении являются наушники.

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

*Недостаточная освещенность.* Часто приходится работать в темное время суток и необходимо обеспечить достаточную освещенность зоны работ. Норма освещенности должна быть не ниже 10 люксов согласно СП 52.13330.2016 [25]. Если норма освещенности соответствует нужному диапазону, то мероприятия по улучшению освещенности не требуется.

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

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

*Повышенная запыленность рабочей зоны.* В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления. Особенно опасен сероводород, он нарушает доставку тканям кислорода в организме человека, оказывает раздражающее действие на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей, ПДК H<sub>2</sub>S - 0.1 м<sup>2</sup> /м<sup>3</sup> по Государственному стандарту ГОСТ 12.1.005 - 88.

Для защиты рабочих от негативного воздействия вредных газов и паров, пыли необходимо использовать специальные средства защиты: Средства индивидуальной защиты:

- противогазы, очки, защитные маски;

Средства коллективной защиты:

- устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне;
- устройство вытяжной местной вентиляции.

*Физические нервно-психические перегрузки.* Физические перегрузки, связанные с тяжестью трудового процесса, относятся к вредным производственным факторам, обладающим свойствами психофизиологического воздействия на организм человека (п. 8.1 ГОСТ 12.0.003-2015, введен в действие Приказом Росстандарта от 09.06.2016 N 602-ст).

Для существенного снижения таких нагрузок необходимы частые перерывы в работе и эргономические усовершенствования, в том числе

оборудование рабочего места так, чтобы исключать неудобные позы и длительные напряжения.

*Воздействие вредных веществ.* В процессе проведения работ по интенсификации притока газа и повышения газоотдачи пластов, возможно поступление токсичных веществ в организм человека, не только при вдыхании паров и аэрозолей, но и при попадании на кожу и слизистые оболочки глаз. Наблюдаемые симптомы при это:

- при попадании на кожу - дерматит, проявляющийся в виде отечных, шелушащихся эритематозных пятен величиной с копеечную монету;

- при попадании в глаза - сильное покраснение, сужение глазной щели и обильное слезотечение с развитием острого конъюнктивита.

Содержащиеся в композиции ПАВ могут способствовать процессу всасывания растворов, т.к. все ПАВ хорошо проникают через кожу, вызывая в равной степени токсический и аллергенный эффект. При многократном воздействии на кожу обладает умеренным раздражающим действием, раздражает оболочки глаз.

Обслуживающий персонал должен быть обеспечен следующими средствами индивидуальной защиты (СИЗ):

- костюм;
- очки защитные;
- резиновые перчатки.

Коллективные средства защиты:

- устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне.

*Возможность поражения электрическим током* при неисправности электрооборудования, а также при несоблюдении правил электробезопасности. Также имеется возможность накопления зарядов и имеется опасность поражения персонала электрическим током при нарушении им правил электробезопасности и (или) при неисправности электрооборудования.

Поражение электрическим током Опасность поражения электрическим током возникает при контакте с голыми токоведущими частями, которые

находятся под напряжением или при контакте с металлическими частями, которые могут оказаться под напряжением, например, при нарушении изоляции. Кроме того, поражение электрическим током возможно при работе с установками без защитного заземления и при неиспользовании защитных средств при обслуживании электроустановок.

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

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

*Повышенный уровень статического электричества и короткое замыкание.* Для обеспечения электростатической безопасности скорость нефти в приемо-раздаточном патрубке при заполнении резервуаров всех типов после затопления струи не должна превышать максимально допустимой величины. Резервуарные парки или отдельно стоящие резервуары для товарной нефти должны быть защищены от прямых ударов молнии, электростатической и электромагнитной индукции, заноса высоких потенциалов устройствами молниезащиты, выполненными по ГОСТ Р 12.1.018-93.

Для обеспечения электростатической искробезопасности резервуаров необходимо:

- заземлить все электропроводные узлы и детали резервуаров;



- исключить процессы разбрызгивания и распыления нефти;
- ограничить скорости истечения нефти при заполнении резервуаров и размыве донных отложений допустимыми значениями.

Заземляющие устройства для защиты от статического электричества следует, как правило, объединять с заземляющими устройствами для электрооборудования или молниезащиты.

В зависимости от условий в помещении опасность поражения человека электрическим током увеличивается или уменьшается. Все помещения делятся на:

- а) помещения с повышенной опасностью;
- б) особо опасные помещения;
- в) помещения без повышенной опасности.

Технологические операции с нефтепродуктами, являющимися хорошими диэлектриками, сопровождаются образованием электрических зарядов – статического электричества. Для устранения опасности разрядов статического электричества при технологических операциях необходимо предусматривать следующие меры:

- а) заземление резервуаров, цистерн, трубопроводов;
- б) снижение интенсивности генерации зарядов статического электричества путем уменьшения скорости налива при правильном подборе диаметра трубопровода.

Не допускается проведение работ внутри резервуара, где возможно образование взрывоопасных концентраций паровоздушных смесей, в спецодежде и в нательном белье из электризующихся материалов. Осмотр и текущий ремонт заземляющих устройств защиты от проявлений статического электричества на месторождении должны проводиться одновременно с осмотром и текущим ремонтом технологического и электротехнического оборудования. Измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств должны проводиться не реже одного раза в год.

*Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.*

Возможность получения механических травм при нарушении требований промышленной безопасности обслуживания движущихся и вращающихся частей механизмов (вентиляторы, насосы, компрессора, подъемные механизмы и др.), что в результате может вызвать ушибы, травмы, сдавливания конечностей и переломы обслуживающего персонала. При несоблюдении правил безопасной работы на высоте и не использовании соответствующих СИЗ, средств подмащивания и страховочных систем, в результате дорожно-транспортных происшествий. А также имеется опасность травмирования персонала разлетающимися частями оборудования при нарушении герметичности (разрушении) трубопроводов и насосного оборудования.

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: работы с применением спецтехники и спецоборудования должны проводиться в присутствии ответственного за безопасное проведение работ. Работники должны соблюдать охрану труда и технику безопасности при работе со спецоборудованием и рядом со спецтехникой. Оборудование должно быть исправно и пригодно для безопасного производства работ. Проводится плановая проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов при их обнаружении, согласно ГОСТ 12.2.003-91.

Также необходим постоянный контроль за техническим состоянием сосудов: если обнаружены какие-то трещины, пропуски газов, отпотевания в местах сварочных швов, то подобные сосуды снимают с эксплуатации. Обо всех замеченных неисправностях работник должен сделать отметку в журнале.

#### *Работа с оборудованием под давлением.*

Запрещаются ремонтные работы на оборудовании, находящемся под давлением, набивка и подтягивание сальников на работающих насосах, а также уплотнение фланцев на аппаратах и трубопроводах без снятия давления и отключения участков трубопровода или агрегата от других трубопроводов с помощью задвижек или заглушек в системе. Пуск аппаратов и трубопроводов, работающих под давлением и находящихся на открытых площадках (или в не

отапливаемых помещениях), производится в соответствии с требованиями «Регламента проведения в зимнее время пуска, остановки и испытаний на плотность аппаратуры химических, нефтеперерабатывающих, нефтехимических заводов, а также газовых промыслов и газобензиновых заводов», действующим регламентом и настоящими условиями.

По технике безопасности в сосуды недопустима подача газа или сжатого воздуха с парами масел, т.к. в случае перегрева может образоваться взрывоопасная смесь, вентили и краны устанавливаются таким образом, чтобы выходное отверстие было направлено в безопасное место, при работе работника внутри емкости должны быть открыты все люки с целью достаточного проветривания, а работников должно быть, как минимум, двое (один – внутри, второй – снаружи). Также необходим постоянный контроль за техническим состоянием сосудов: если обнаружены какие-то трещины, пропуски газов, отпотевания в местах сварочных швов, то подобные сосуды снимают с эксплуатации. Обо всех замеченных неисправностях работник должен сделать отметку в журнале.

*Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие* (к примеру, острые кромки и заусенцы на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования) части твердых объектов, воздействующие на работающего при соприкосновении с ним, а также жала насекомых, зубы, когти, шипы и иные части тела живых организмов, используемые ими для защиты или нападения, включая укусы. В целях обеспечения безопасности работников на рабочих местах применяют СИЗ: защитные перчатки и спец. одежда, инструктаж по ТБ.

### **5.3 Экологическая безопасность**

*Защита атмосферы.*

Процесс работы УПСВ непосредственно связан с появлением производственных отходов. Основными источниками выбросов вредных веществ в атмосферу являются:

- «дыхание» резервуарного и емкостного оборудования;
- запорно-регулирующая арматура и фланцевые соединения на наружных площадках;
- дымовые трубы печей, нефтегазоразделителей, ДЭС, путевых подогревателей;
- факельные установки;
- вентиляционные выбросы от технологических блоков сооружений на наружных площадках.

Шлам очистки трубопроводов, аппаратов и резервуаров от нефти, шлам нефтеотделительных установок (песочный шлам) – вывозится для утилизации на установку по переработке (обезвреживанию) отходов (инсинератор ИН-50.2.), расположенную на территории X месторождения.

Обтирочный материал, загрязненный маслами, твердые бытовые отходы (мусор из бытовых помещений) собираются в контейнеры и направляются для утилизации на установку по переработке (обезвреживанию) отходов (инсинератор ИН-50.2.), расположенную на территории месторождения [25].

Основные (по всей УПСВ) технологические и вентиляционные выбросы в атмосферу при нормальной эксплуатации сооружений приведены в таблице 21.

Шлам очистки трубопроводов, аппаратов и резервуаров от нефти, шлам нефтеотделительных установок (песочный шлам) – вывозится для утилизации на установку по переработке (обезвреживанию) отходов (инсинератор ИН-50.2.), расположенную на территории Вахского месторождения.

Таблица 21 – Выбросы в атмосферу

Наименование выброса	Количество образования выбросов по видам		Условие (метод) ликвидации, обезвреживания, утилизации	Периодичность выбросов	Установленная норма содержания загрязнений в выбросах, мг/м <sup>3</sup>
	г/с	т/год			
Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0,2304567	7,261874	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	0.20
Азот (II)оксид (Азотаоксид)	0,0374492	1,180054	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	0.40
Углерод(Сажа)	4,3210635	136,1601	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	0.15
Углеродоксид	36,0088627	1134,6677	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	5.00
Метан	13,2737544	418,2665	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	50.00

Обтирочный материал, загрязненный маслами, твердые бытовые отходы (мусор из бытовых помещений) собираются в контейнеры и направляются для утилизации на установку по переработке (обезвреживанию) отходов (инсинератор ИН-50.2.), расположенную на территории Вахского месторождения.

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

- приняты герметичные схемы подготовки и перекачки нефти;
- размещение резервуаров нефти и подтоварной воды выполнено в обваловании;
- дыхание емкостного оборудования выполнено через клапаны дыхательные с встроенными огнепреградителями;
- объем КИПиА позволяет полностью держать под контролем технологические процессы на площадке УПСВ Юг.

*Защита гидросферы.*

Главные пути попадания загрязняющих веществ в поверхностные и подземные воды следующие:

1. Разливы попутных вод, извлекаемых из продуктивных пластов на поверхность с нефтью и сеноманских вод с высоким содержанием минеральных солей.
2. Поступление загрязняющих веществ в результате аварийных утечек из водоводов, нефтепроводов.
3. Поступление загрязняющих веществ с площади водосбора.

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

- полная герметизация системы сбора и транспорта нефти;
- опорожнение и дренаж технологических ёмкостей в закрытую систему с последующим возвращением жидких продуктов в технологический процесс;
- оснащение предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчётное, с учётом требований «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением»;

помещение насосной снабжено системой датчиков-газоанализаторов для контроля за наличием горючих газов в помещении с сигнализацией в операторную;

- сброс газов от предохранительных клапанов НГС, СГ-1, СГ-2 производится в факельную систему;
- высота факелов выбрана с учетом нормативной тепловой нагрузки и рассеивания вредных веществ при выбросе в атмосферу.

#### *Защита литосферы.*

Загрязнение почв нефтью приводит к значительному экологическому и экономическому ущербу: понижается продуктивность лесных ресурсов, ухудшается санитарное состояние окружающей среды. Земельные участки,

отведенные в постоянное пользование, благоустраиваются с использованием предварительно снятого почвенно-растительного слоя. Земли, передаваемые во временное пользование, подлежат восстановлению (рекультивации).

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

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

#### *Защита селитебной зоны.*

Основными типами антропогенных воздействий на селитебную зону, являются:

- газоконденсатное и метанольное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства
- технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;
- загрязнение промышленными и бытовыми отходами;
- развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне строительства и эксплуатации объектов (изменение поверхностного стока, заболачивание, подтопление, развитие оврагов, оползней, эрозии, активизация

криогенных процессов на участках распространения многолетнемерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод).

Мероприятия по снижению негативных воздействий на селитебную зону:

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

#### **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Причины возникновения аварийных ситуаций и неполадок технологического процесса можно условно объединить в следующие группы:

- отказы (неполадки технологического оборудования), повреждения технологических трубопроводов и арматуры;
- ошибочные действия персонала;
- внешние воздействия природного и техногенного характера.

К внешним воздействиям природного и техногенного характера относятся:

- грозовые разряды и разряды статического электричества в резервуарах и других емкостях при перекачке нефти;
- смерч, ураган, лесные пожары;
- тепловое проявление электрической энергии в электрооборудовании;
- искры удара и трения, высоко нагретая поверхность обрабатываемого материала при техническом обслуживании и ремонте технологического оборудования;
- снежные заносы и понижение температуры воздуха;



- подвижка, посадка, пучение грунта;
- опасности, связанные с опасными промышленными производствами, расположенными в районе объекта;
- опасности, связанные с перевозкой опасных грузов в районе расположения объекта
- аварии воздушных судов;
- специально спланированная диверсия или иные преднамеренные действия
- разгерметизация емкостей, резервуаров или трубопроводов нефти.

Наиболее вероятным видом ЧС является разгерметизация емкостей, резервуаров или трубопроводов с последующим возгоранием нефтепродуктов.

При разгерметизации резервуара происходит одновременно утечка веществ из трубопроводов, питающих резервуар по прямому и обратному потоку в течение времени, необходимого для отключения трубопроводов. Расчетное время отключения трубопроводов определяется в каждом конкретном случае, исходя из реальной обстановки, и должно быть минимальным с учетом паспортных данных на запорные устройства и их надежности, характера технологического процесса и вида расчетной аварии.

Для предупреждения ЧС необходимо соблюдать следующие требования:

- Все оборудование и трубопроводы должны быть герметичны, пропуски газов и течи жидкостей должны быть немедленно устранены.
- В процессе эксплуатации следует осуществлять систематический контроль за осадкой фундаментов емкостей, насосов, трубопроводов, факела, основания резервуаров.
- Эксплуатацию сепарационного оборудования следует осуществлять по «Правилам устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» (НП-044-18) и инструкциям по эксплуатации на оборудование.
- В операторной УПСВ должно быть постоянное наблюдение за системой сигнализации и блокировок. Сигнализация об отклонении параметров

работы технологического оборудования от номинальных значений позволяет своевременно предупредить персонал о возможности возникновения аварийных ситуаций.

- Обслуживающий персонал должен постоянно контролировать технологические параметры в емкостях по приборам, а также производить каждые 2 часа обход и осмотр установки.

- Должны быть исправными и надежными связь, аварийная сигнализация и пожарная сигнализация.

- Подъезды к объектам УПСВ должны быть исправны и очищены в любое время года.

#### Выводы

- Содержание вредных химических веществ в воздухе рабочей зоны не превышает предельно допустимой концентрацией веществ (для нефти – 100 мг/м<sup>3</sup>, бензола – 10 мг/м<sup>3</sup>, сероводорода – 10 мг/м<sup>3</sup>, хлора – 1 мг/м<sup>3</sup>)

- Предельно допустимые уровни шума и вибрации соответствуют нормативные значения (уровень шума не превышает 75 дБА, вибрация не превышает 0,2 мм/сек)

- Объект по электробезопасности относится к особо опасным помещениям.

- Обслуживание электроустановок должны выполнять работники субъекта электроэнергетики, имеющие V группу по электробезопасности при эксплуатации электроустановок выше 1000 В, IV группу по электробезопасности при эксплуатации электроустановок до 1000 В.

- объект по тяжести труда относится к четвертой категории тяжести.

- Объект по взрывопожарной и пожарной опасности относится к категории А - повышенной взрывопожароопасности.

- Объект по пожарной опасности объект относится к категории АН - повышенной взрывопожароопасности.

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

## Заключение

В ходе анализа было установлено, что в настоящее время производится добыча нефти на месторождениях, находящихся на завершающей стадии разработки, которая характеризуется рядом проблем, среди которых низкие, медленно снижающиеся темпы отбор нефти, высокие темпы отбора жидкости, значительный рост обводненности продукции, интенсивная и разнообразная обработка призабойной зоны пласта с целью поддержания базовой и обеспечения дополнительной добычи нефти и др.

Для поддержания нормального технологического режима работы было предложено провести реконструкцию УПСВ по одному из вариантов:

1) расширение УПСВ путём установки дополнительного оборудования (трехфазный сепаратор ТФС).

2) реконструкция УПСВ путём модернизации действующего сепаратора с монтажом технологического трубопровода, для выхода воды с сепаратора, в действующий трубопровод.

Для расширения УПСВ путём установки дополнительного оборудования предлагается применение трехфазных сепараторов типа ТФС. В ходе проведения сравнительной характеристики нескольких моделей было установлено, что трехфазный сепаратор ТФС производства компании ООО «RZMash», согласно представленного анализа является наилучшим по сумме всех показателей, но в то же время не раскрывает на данном этапе весь свой потенциал и будет интересен в дальнейшем экономическом анализе с точки зрения конкретных решений на уровне внедрения.

В работе также предложен способ предварительного сброса попутно-добываемой воды, включающий транспортирование газоводонефтяной смеси по трубопроводу в патрубок для ввода газоводонефтяной смеси трубного делителя фаз с отделением нефти и газа от воды. Преимущество данного способа заключается в сокращении потребления пресной и пластовой воды для

целей ППД; снижении энергозатрат на перекачку жидкости в системе нефтесбора за счёт раннего сброса попутной воды.

## Список используемых источников

1. Хафизов А.Р., Сбор и подготовка нефти и газа. Технология и оборудование / А.Р.Хафизов, Н.В.Пестрецов. — 2002. — 475 с.
2. Кузин В.И. Влияние гидродинамического режима в подводящих трубопроводах на качество нефти и очистка сточной воды на УПСВ. Тр.ин-та «Гипростокнефть» вып.60, Самара 2001г. Стр.154
3. Долецкий В.И. О входе многофазных потоков в аппараты для разделения на фазы (на примере аппаратов установок сепарации и подготовки нефти). Тр.ин-та «Гипростокнефть» вып.60, Самара 2001г. Стр.163
4. Соколов А.Г., Шабашев Е.Ф. Трехфазный сепаратор. Описание полезной модели №26440. Б.кол. изобретений 2002г., №34.
5. Антипин Ю.В. Предотвращение осложнений при добыче обводненной нефти: Учебное пособие / Ю.В. Антипин, М.Д. Валеев, А.Ш. Сыртланов. – Уфа: Башк. Кн. Изд-во, 1987. – 168 с.
6. Видяев И.Г. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова, Н.В. Шаповалова, Л.Р. Тухватулина З.В. Криницына; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.
7. Дунюшкин И.И. Расчёт основных свойств пластовых нефтей при добыче и подготовке нефти: Учебное пособие / И.И. Дунюшкин, И.Т. Мищенко. – Москва, 1982. – 80 с.
8. Левченко Д.М., Бергштейн Н.В., Николаева Н.М. Технология обессоливания нефтей на нефтеперерабатывающих предприятиях. М.: Химия, 1985. – 167 с.
9. Позднышев Г.Н. Стабилизация и разрушение эмульсий: Ученое пособие / Г.Н. Позднышев. – М.: Недра, 1982. – 222 с.

10. Хафизов А.Р. Сбор, подготовка и хранение нефти. Технология и оборудование: Учебное пособие / А.Р. Хафизов, Н.В. Пестрецов, В.В. Чеботарев. -М.: Недра, 2002. – 511 с.
11. Шишмина Л.В. Сбор и подготовка продукции нефтяных скважин: Курс лекций / Л.В. Шишмина. – ТПУ. Томск, 2011. – 315 с.
12. Акименко В.В. Повышение степени разрушения структурно-механических барьеров дисперсной фазы при подготовке нефти и воды / В.В. Акименко, Р.Е. Перунов, Н.А. Останков, С.А. Козлов, К.Л. Пашкевич, А.С. Нечаев, Г.К. Борисов // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». - №1. – 2016. – С. 66-70.
13. Гловацкий Е.А., Черепнин В.В. Экспериментальное исследование процесса разделения водонефтяных эмульсий в аппаратах отстойниках / Е.А. Гловацкий, В.В. Черепнин //Тр. СибНИИНП, 1981. -Вып. 22. – С. 70-76.
14. Кондратьев Р.Ю. Россиявовнешнейторговленефтью / Р.Ю. Кондратьев // International Journal of Humanities and Natural Sciences, vol. 10-2 (49), 2020. – С. 123-127.
15. Мамедов А.М. Особенности эмульгирования водонефтяной смеси газом / А.М. Мамедов, З.Я. Аббасов, А.И. Нагиев // РНТС ВНИИОЭНГ, сер. Нефтепромысловое дело, 1973. – С. 17-19.
16. Селиверстов А.С. Нефтяная промышленность России: состояние и проблемы / А. С. Селиверстов, Д. Е. Митрофанов, А. А. Буцкая [и др.] // Молодой ученый. — 2017. — № 6 (140). — С. 295-297.
17. Смирнов Ю.С. Химическое деэмульгирование нефти как основа ее промышленной подготовки / Ю.С. Смирнов, Т.Н. Мелошенко // Нефтяное хозяйство. 1989. – 8. С. 46-50.
18. Тронов В.П. Развитие техники и технологии промышленной подготовки нефти в Татарии / В.П. Тронов, Г.М. Ахмадеев // Сб.: Совершенствование методов подготовки нефти на промыслах Татарии. -Бугульма, 1980. – С. 13-34.
19. И. В. Костицына. Коррозионная стойкость трубных сталей в агрессивных средах нефтяных и газовых месторождений. — диссертация

кандидата технических наук: 02.00.04 [Место защиты: Челябинский государственный университет].- Челябинск, 2014.

20. Гужва, В. Е. Коррозия внутренней части резервуаров для хранения нефти / В. Е. Гужва. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2019. — № 41 (279). — С. 4-8. — URL: <https://moluch.ru/archive/279/62985/>

21. Шабашев Е.Ф. Эффективность применения трехфазных сепараторов для сброса свободной воды в системе сбора и на установках подготовки нефти / Е.Ф. Шабашев, Е.Г. Соколов, Б.И. Солдаткин, В.А. Назаров, А.И. Щербинин // Добыча нефти и газа. - №4. – 2017. – С.30-36.

22. Трехфазные сепараторы ТФС [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.pzem.ru/catalog/separatory-i-otstoyniki/separatory/trekhfaznye-separatory-tfs/>, свободный.

23. Правила устройства электроустановок ПУЭ. УТВЕРЖДЕНЫ Приказом Минэнерго России от 08.07.2002 №204. 38. Правила эксплуатации электроустановок потребителей. – М. 1997.

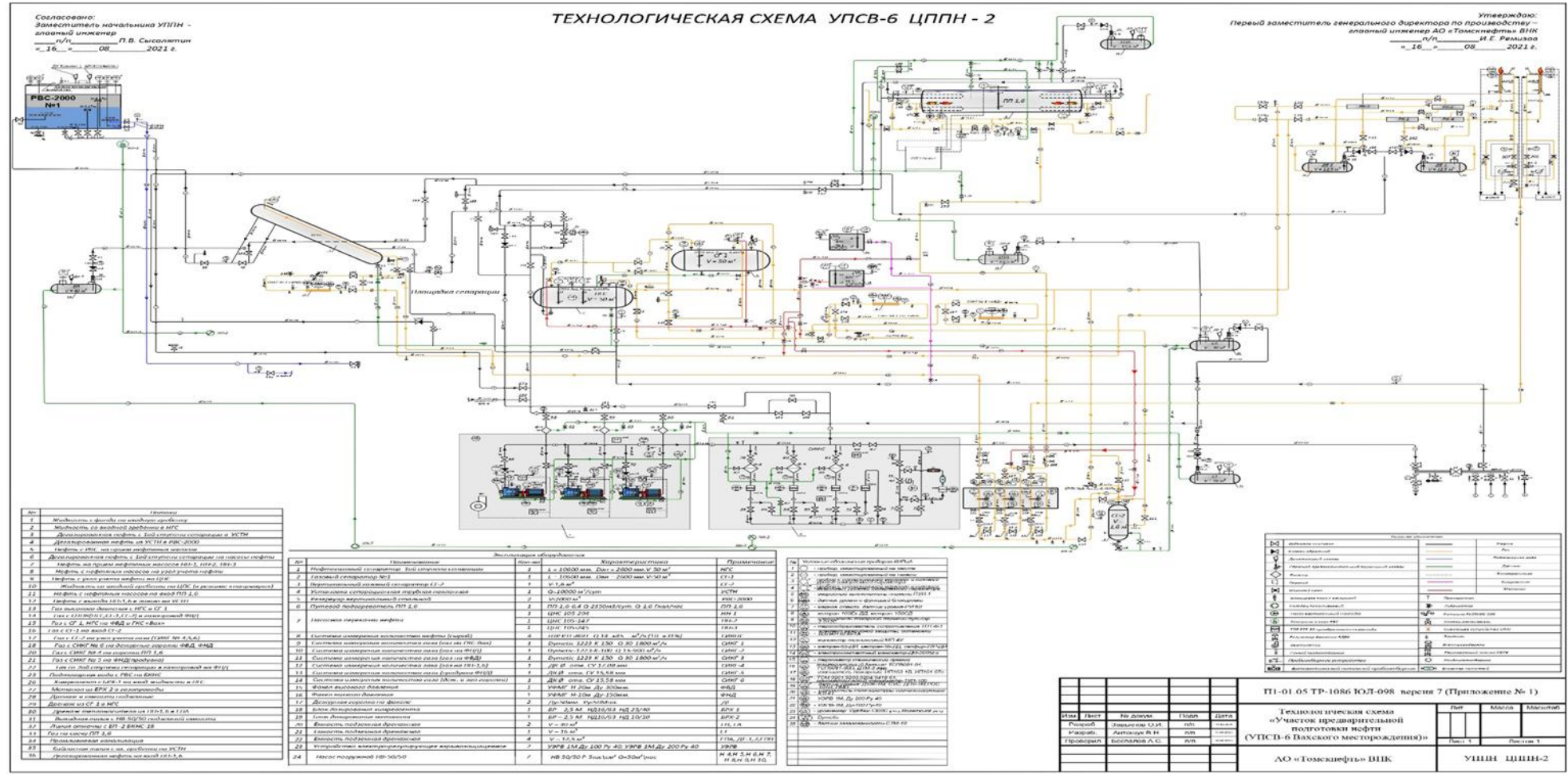
24. ППБ-С Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. 1984.

25. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. М: Минздрав России, 1997.



# Приложение А

## Технологическая схема УПСВ-6 ЦППН – 2



ТИ-01.05 ТР-1086 ЮЛ-098 версия 7 (Приложение № 1)

Технологическая схема  
 «Участок предварительной  
 подготовки нефти  
 (УПСВ-6 Выхского месторождения)»

Итого	Исполн.	На складе	Готово	Дата
1	1	1	1	1
2	2	2	2	2
3	3	3	3	3
4	4	4	4	4
5	5	5	5	5
6	6	6	6	6
7	7	7	7	7
8	8	8	8	8
9	9	9	9	9
10	10	10	10	10
11	11	11	11	11
12	12	12	12	12
13	13	13	13	13
14	14	14	14	14
15	15	15	15	15
16	16	16	16	16
17	17	17	17	17
18	18	18	18	18
19	19	19	19	19
20	20	20	20	20
21	21	21	21	21
22	22	22	22	22
23	23	23	23	23
24	24	24	24	24
25	25	25	25	25
26	26	26	26	26
27	27	27	27	27
28	28	28	28	28
29	29	29	29	29
30	30	30	30	30
31	31	31	31	31
32	32	32	32	32
33	33	33	33	33
34	34	34	34	34
35	35	35	35	35
36	36	36	36	36
37	37	37	37	37
38	38	38	38	38
39	39	39	39	39
40	40	40	40	40
41	41	41	41	41
42	42	42	42	42
43	43	43	43	43
44	44	44	44	44
45	45	45	45	45
46	46	46	46	46
47	47	47	47	47
48	48	48	48	48
49	49	49	49	49
50	50	50	50	50

АО «Томскнефть» ВНК

УППН ЦППН-2