

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
МОДЕРНИЗАЦИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СЕПАРАТОРОВ УСТАНОВКИ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО СБРОСА ВОДЫ НА ВАНКОРСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

УДК 622.276.8.054.5(571.51)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О - 2БМ11	Прокопьев Владимир Дмитриевич		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антоневич Ольга Алексеевна	к.б.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ОПОП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	д.г.-м.н		

Томск – 2024г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ**21.04.01 Нефтегазовое дело****ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»**

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК(У)-3	Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК(У)-4	Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК(У)-5	Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК(У)-6	Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья
ПК(У)-2	Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья
ПК(У)-3	Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья
ПК(У)-4	Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли
ПК(У)-5	Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности

ПК(У)-6	Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
ПК(У)-7	Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

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

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
О-2БМ11	Прокопьев Владимир Дмитриевич

Тема работы:

МОДЕРНИЗАЦИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СЕПАРАТОРОВ УСТАНОВКИ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО СБРОСА ВОДЫ НА ВАНКОРСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	№ 12-11/с от 15.01.2024

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	08.02.2024
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p>Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.</p>
<p>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i></p>	<p>Анализ геолого-промысловой характеристики месторождения Описание технологической схемы УПСВ-Юг Рассмотрение особенностей и классификации сепараторов. Анализ необходимости реконструкции и модернизации Техническое предложение</p>

	Расчётная часть
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор, д.э.н., доцент Шарф Ирина Валерьевна
Социальная ответственность	Доцент, к.б.н., Антоневиц Ольга Алексеевна
Английская часть	Доцент, к.ф.н., Надеина Луиза Васильевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Introduction	
Geological section	
Description of the technological scheme of UPSV-Yug	
Features and classification of separators	
Basis for reconstruction and modernization	
Technical proposal	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.01.2024
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			15.01.2024

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2БМ11	Прокопьев Владимир Дмитриевич		15.01.2024

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ весенний семестр 2023/2024 учебного года

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

Обучающийся:

Группа	ФИО
О-2БМ11	Прокопьев Владимир Дмитриевич

Тема работы:

МОДЕРНИЗАЦИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СЕПАРАТОРОВ УСТАНОВКИ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО СБРОСА ВОДЫ НА ВАНКОРСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	08.02.2024
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
22.01.2024	<i>Геолого-промысловая характеристика месторождения</i>	30
29.01.2024	<i>Анализ технологической схемы установки предварительного сброса воды (УПСВ-ЮГ)</i>	30
02.02.2024	<i>Технико-экономическое обоснование оптимизации установки предварительного сброса воды</i>	20
06.02.2024	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
08.02.2024	<i>Социальная ответственность</i>	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	Д.Г.-М.Н		

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2БМ11	Прокопьев Владимир Дмитриевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 104 страницы, 7 рисунков, 25 таблиц, 30 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: установка предварительного сброса воды, сепаратор, оценка загрузки установки, модернизация, расчет.

Объектом исследования является установка предварительного сброса воды УПСВ-Юг Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения.

Цель работы – анализ модернизации сепараторов УПСВ-ЮГ Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения.

В процессе исследования рассматривается вариант модернизации и реконструкции горизонтальных сепараторов установки предварительного сброса воды УПСВ-Юг Ванкорского месторождения с целью улучшения качества подготовки нефти, а также обеспечения приема нефти с обводненностью на входе более 60 %.

В результате исследования была рассмотрена существующая схема загрузки УПСВ-Юг. Предложен вариант модернизации и реконструкции горизонтальных сепараторов установки предварительного сброса воды УПСВ-Юг.

Проект состоит из пояснительной записки и чертежей.

В пояснительной записке приведены описание технологической схемы УПСВ-Юг, особенности и классификация сепараторов, основание для модернизации, техническое предложение. Основой модернизации горизонтальных сепараторов является изменение внутренней конструкции, что в свою очередь обеспечит увеличение его производительности, повышение эффективности и качества сепарации скважинной продукции. Проект рассмотрен с точки зрения безопасности и экологичности.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	11
1.1 Общие сведения о месторождении.....	11
1.2 Природно-климатические условия района месторождения	13
1.3 Геологическое строение месторождения.....	14
1.3.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	14
1.3.2 Тектоническое строение района работ.....	22
1.4 Гидрогеологические и инженерно-геологические условия. Характеристика режима водонапорного бассейна	25
1.5 Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов	28
2 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ УСТАНОВКИ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО СБРОСА ВОДЫ УПСВ-ЮГ	33
2.1 Особенности и классификация сепараторов	35
2.2 Основание для проведения реконструкции газовых сепараторов С2, С3.	48
2.3 Основание для проведения реконструкции газового сепаратора С1	48
2.4 Реконструкция сепараторов С2, С3	49
2.5 Реконструкция сепаратора С1	50
2.6 Расчёт толщины стенки сепаратора.....	51
2.7 Расчёт сварного шва.....	54
2.8 Прочностной анализ короба.....	56
3 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМИЗАЦИИ УСТАНОВКИ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО СБРОСА ВОДЫ	59
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	64
4.1 Макроэкономические показатели и расчет чистых цен.....	64
4.2 Система налогов и платежей	65
4.3 Расчет затрат на производство продукции	69
4.4 Определение потребности в инвестициях в проектном году.....	71
4.5 Расчет экономической эффективности инновационного проекта	72
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	79
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	81
5.2 Производственная безопасность.....	82

5.3 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия.....	83
5.4 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия.....	86
5.5 Расчет системы искусственного освещения.....	87
5.6 Экологическая безопасность.....	90
5.7 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	93
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	100
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	101
Приложение А	104

ВВЕДЕНИЕ

Сепарация жидкости (разделение нефти, газа и воды) в различных сепараторах осуществляется для:

- 1) получения нефтяного газа, используемого как химическое сырьё или топливо;
- 2) уменьшения перемешивания нефтегазового потока и снижения тем самым гидравлических сопротивлений;
- 3) разложения образовавшейся пены;
- 4) отделения воды от нефти при добыче нестойких эмульсий;
- 5) уменьшения пульсации при транспортировании нефти от сепараторов первой ступени до установки подготовки нефти.

От проведения процессов сепарации зависят потери лёгких фракций нефти при последующем транспорте и её хранении. Установлено, что при моментальной сепарации нефти (с резким снижением давления) существенно увеличивается уносимое количество тяжелых углеводородов быстро движущейся струёй свободного газа.

При ступенчатой сепарации подбором давлений на ступенях можно достигнуть выделения в основном только свободного газа. Поэтому, если на промыслах нет стабилизационных установок, необходимо проводить сепарацию по возможности методами с минимальными потерями бензиновых фракций. Один из них ступенчатая сепарация. Однако многоступенчатая сепарация нефти должна не только сократить унос лёгких фракций с газами, а также резко снизить и унос нефтью лёгких свободных газов, с выделением которых в резервуарах увеличивается потери нефти при «дыхании».

1 ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Раздел отсутствует, так как содержит коммерческую информацию

2 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ УСТАНОВКИ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО СБРОСА ВОДЫ УПСВ-ЮГ

2.1 Особенности и классификация сепараторов

В процессе подъёма жидкости из скважин и транспорта её до центрального пункта сбора и подготовки нефти, газа и воды постепенно снижается давление и из нефти выделяется газ. Объём выделившегося газа по мере снижения давления в системе увеличивается и обычно в несколько десятков раз превышает объём жидкости. Поэтому при низких давлениях их совместное хранение, а иногда и сбор становятся нецелесообразными. Приходится осуществлять их отдельный сбор и хранение.

Процесс отделения газа от нефти называется сепарацией. Аппарат, в котором происходит отделение газа от продукции нефтяных скважин, называют сепаратором.

Часто отвод свободного газа от нефти осуществляется в нескольких местах. Каждый пункт вывода отсепарированного газа называется ступенью сепарации газа.

Многоступенчатая сепарация применяется для постепенного отвода свободного газа по мере снижения давления.

Нефтегазовую смесь из скважины направляют сначала в сепаратор высокого давления, в котором из нефти выделяется основная масса газа. Этот газ может транспортироваться на большие расстояния под собственным давлением.

Из сепаратора высокого давления нефть поступает в сепаратор среднего и низкого давления для окончательного отделения от газа.

Сепарация газа от нефти может происходить под влиянием гравитационных, инерционных сил и за счет селективной смачиваемости нефти.

В зависимости от этого и различают гравитационную, инерционную и плёночную сепарации, а сепараторы — гравитационные, гидроциклонные и жалюзийные.

Гравитационная сепарация осуществляется вследствие разности плотностей жидкости и газа, т.е. под действием их силы тяжести. Сепараторы, работающие на этом принципе, называются гравитационными.

Инерционная сепарация происходит при резких поворотах газонефтяного потока. В результате этого жидкость, как более инерционная, продолжает двигаться по прямой, а газ меняет своё направление. В результате происходит их разделение. На этом принципе построена работа гидроциклонного сепаратора, осуществляемая подачей газонефтяной смеси в циклонную головку, в которой жидкость отбрасывается к внутренней поверхности и затем стекает вниз в нефтяное пространство сепаратора, а газ двигается по центру циклона.

Плёночная сепарация основана на явлении селективного смачивания жидкости на металлической поверхности. При прохождении потока газа с некоторым содержанием нефти через жалюзийные насадки (каплеуловители) капли нефти, соприкасаясь с металлической поверхностью, смачивают её и образуют на ней сплошную жидкостную плёнку. Жидкость на этой плёнке держится достаточно хорошо и при достижении определённой толщины начинает непрерывно стекать вниз. Это явление называется эффектом плёночной сепарации. Жалюзийные сепараторы работают на этом принципе. [31]

Также известны два способа регулирования уровня жидкости в сепараторах.

1. Объемный способ. Накопление жидкости до верхнего уровня в сепараторе и сброс ее из сепаратора до нижнего уровня. Этот цикл повторяется систематически, жидкость находится достаточно продолжительное время в сепараторе.
2. Выдерживание регулируемого уровня. При этом расход жидкости измеряется кориолисовыми, ультразвуковыми или турбинными расходомерами. Клапаны-

регуляторы обеспечивают пропорциональный расход жидкости. Последняя из сепаратора выводится по мере ее поступления.

Наибольшее распространение на нефтяных месторождениях получили горизонтальные сепараторы, характеризующие повышенной пропускной способностью при одном и том же объеме аппарата, лучшим качеством сепарации, простотой обслуживания и осмотра по сравнению с вертикальными.

В настоящее время выпускаются двухфазные горизонтальные сепараторы типа НГС и типа УБС. Наряду с двухфазными организовано производство трёхфазных сепараторов, которые, помимо отделения газа от нефти, служат также для отделения и сброса свободной воды. К трёхфазным сепараторам относятся установки типа УПС. Перечисленные сепарационные установки служат в качестве технологического оборудования центральных пунктов сбора и подготовки нефти, газа и воды.

Сепараторы типа НГС предназначены для отделения газа от продукции нефтяных скважин на первой и последующей ступенях сепарации нефти, включая горячую сепарацию на последней ступени.

В России используются преимущественно горизонтальные нефтегазовые сепараторы (НГС). Конструкция НГС определяется в основном следующими факторами:

- эффективностью сепарации газа и жидкости: унос жидкости газом - до 0,1 г/м³, около 0,01 %; унос свободного газа жидкостью - до 1 %, т.е. очистка жидкости на два порядка ниже очистки газа;
- эффективностью разгазирования нефти, что особенно важно в концевых ступенях сепарации.

Разделение нефти и газа в типовых НГС происходит в два-три этапа:

- 1) Предварительно на уголковом отбойнике жидкости;
- 2) На полочном пеногасителе (при сепарации пенистой нефти);
- 3) Окончательно в каплеуловителях струнной конструкции.

Ширина, высота, длина каплеуловителя составляют соответственно 430x245x108 мм. Каплеуловители устанавливаются в сепараторах диаметром 1200-3400 мм в количестве 2-16.

В нефтяной промышленности используются также вертикальные газосепараторы (ГС) для тонкой очистки газа после нефтегазовых сепараторов. НГС рассчитаны на давление 0,6-6,4 МПа. При более высоком давлении (10-16 МПа) применяются горизонтальные сепараторы той же конструкции по индивидуальным проектам. Вертикальные газосепараторы (ГС), рассчитанные на давление 0,6-8,8 МПа.

Параметры НГС и ГС приведены в таблице 2. Указанные сепараторы в 1999-2008 гг. использовались на промыслах Краснодарского края, в технологических схемах ООО «МНТК Топэнергомашипром» [31].

Таблица 2 – Основные параметры НГС и ГС

Тип сепаратора	Расчётное давление, МПа	Диаметр сепаратора, мм				
		600	800	1200	1800	2000
Производительность по газу, тыс. м ³ /ч (масса, т)						
НГС	0,6			20,7(2,6)	41,4(4,3)	62,2(6,4)
ГС	0,6			19,5(1,9)	34,6(3,1)	56,0(5,0)
НГС	1,0			23,3(2,6)	46,7(4,4)	70,0(7,4)
ГС	1,0			26,2(1,9)	46,7(3,1)	68,7(5,0)
НГС	1,6			37,4(3,0)	62,9(5,8)	94,4(8,1)
ГС	1,6		5,8(1,2)	35,4(2,2)	62,9(3,7)	91,7(6,1)
НГС	2,5			39,0(3,6)	78,0(7,3)	117,2(11,2)
ГС	2,5	12,5(0,9)	21,7(1,3)	49,2(2,9)	87,5(4,8)	133,3 (8,2)
НГС	4,0			55,0(5,0)	110,0(10,5)	165,0(15,6)
ГС	4,0	16,3(1,2)	28,7(1,9)	64,6(3,6)	115,0(6,8)	166,7(11,9)
НГС	6,4			74,9(6,5)	149,5(13,9)	224,8(26,7)
ГС	6,4	20,0(1,6)	35,8(3,0)	80,4(5,3)	142,9(10,0)	212,5(17,4)
Производительность по жидкости, м ³ /ч						

НГС				$\leq (20-100)$	$\leq (45-225)$	$\leq (86-430)$
-----	--	--	--	-----------------	-----------------	-----------------

Продолжение таблицы 2

ГС		$\leq (2-5)$	$\leq (3-8)$	$\leq (5-18)$	$\leq (9-32)$	$\leq (12-47)$
Примечание. Объём НГС диаметром 1200, 1600, и 2000 мм составлял соответственно 6,3; 12,5 и 25 м ³ , объём ГС диаметром 600, 800, 1200, 1600 и 2000 мм – соответственно 0,8; 1,6; 4; 8 и 16 м ³ .						

Сепаратор типа НГС (рисунок 3) состоит из горизонтальной ёмкости 1, оснащённой патрубками для входа продукции 2, для выхода нефти 10 и газа 7. Внутри ёмкости непосредственно у патрубка для входа нефтегазовой смеси смонтированы распределительное устройство 3 и наклонные желоба (дефлекторы) 4 и 5. Возле патрубка, через который осуществляется выход газа, установлены горизонтальный 8 и вертикальный 6 сетчатые отбойники. Кроме того, аппарат снабжён штуцерами и муфтами для монтажа приборов сигнализации и автоматического регулирования режима работы.

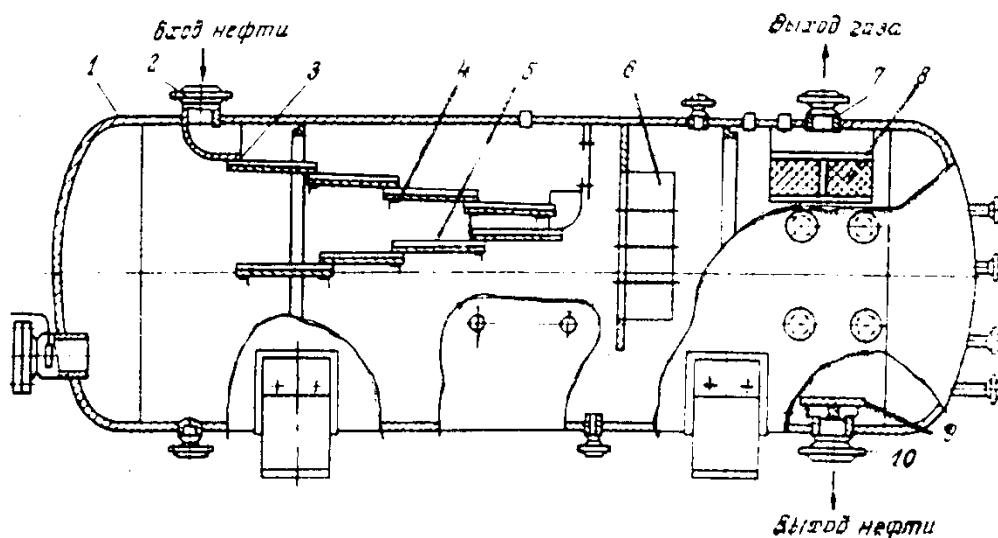
Газонефтяная смесь поступает в аппарат через входной патрубок 3, изменяет своё направление на 90°, и при помощи распределительного устройства нефть вместе с остаточным газом направляется сначала в верхние наклонные желоба 4, а затем в нижние 5. Отделившийся из нефти газ проходит сначала вертикальный каплеотбойник 6, а затем горизонтальный 8. Эти каплеотбойники осуществляют тонкую очистку газа от капельной жидкости (эффективность свыше 99 %), что позволяет отказаться от установки дополнительного сепаратора газа. Выделившийся в сепараторе газ через патрубок 7, задвижку и регулирующий клапан (на рисунке 1 не показаны) поступает в газосборную сеть.

Отсепарированная нефть, скопившаяся в нижней секции сбора жидкости сепаратора, через выходной патрубок 10 направляется на следующую ступень сепарации или, в случае использования аппарата на последней ступени, в резервуар. Для устранения возможности воронкообразования и попадания газа в выкидную линию над патрубком выхода нефти устанавливается диск 9.

Комплекс приборов и средств автоматизации обеспечивает:

- автоматическое регулирование рабочего уровня нефтегазовой смеси в сепараторе;
- автоматическую защиту установки (прекращения подачи в сепаратор нефтегазовой смеси) при:
 - а) аварийном повышении давления в сепараторе;
 - б) аварийно-высоком уровне жидкости в сепараторе;
- сигнализацию в блок управления об аварийных режимах работы установки.

Сепаратор нефтегазовый НГС по ГП 805.00.000 предназначен для сепарации газонефтяной смеси на первой, промежуточной и концевой ступенях в системах сборов и установках подготовки нефти.



- 1 – горизонтальная ёмкость; 2 – патрубок входа продукции; 3 – распределительное устройство; 4, 5 – наклонные желоба; 6 – вертикальный каплеотбойник; 7 – патрубок выхода газа; 8 – горизонтальный сетчатый отбойник; 9 – диск; 10 – патрубок выхода нефти

Рисунок 3 - Нефтегазовый сепаратор типа НГС

Сепараторы центробежные вертикальные СЦВ-500М, СЦВ-1000М (А.С. 787065, 986461) предназначены для окончательной очистки газа от капельной жидкости после газонефтяных сепараторов.

Сравнительная характеристика сепараторов СЦВ-1000/16 и НГС при использовании его в качестве газосепаратора показана в таблице 3.

Таблица 3 – Сравнительная характеристика СЦВ-1000/16 и НГС

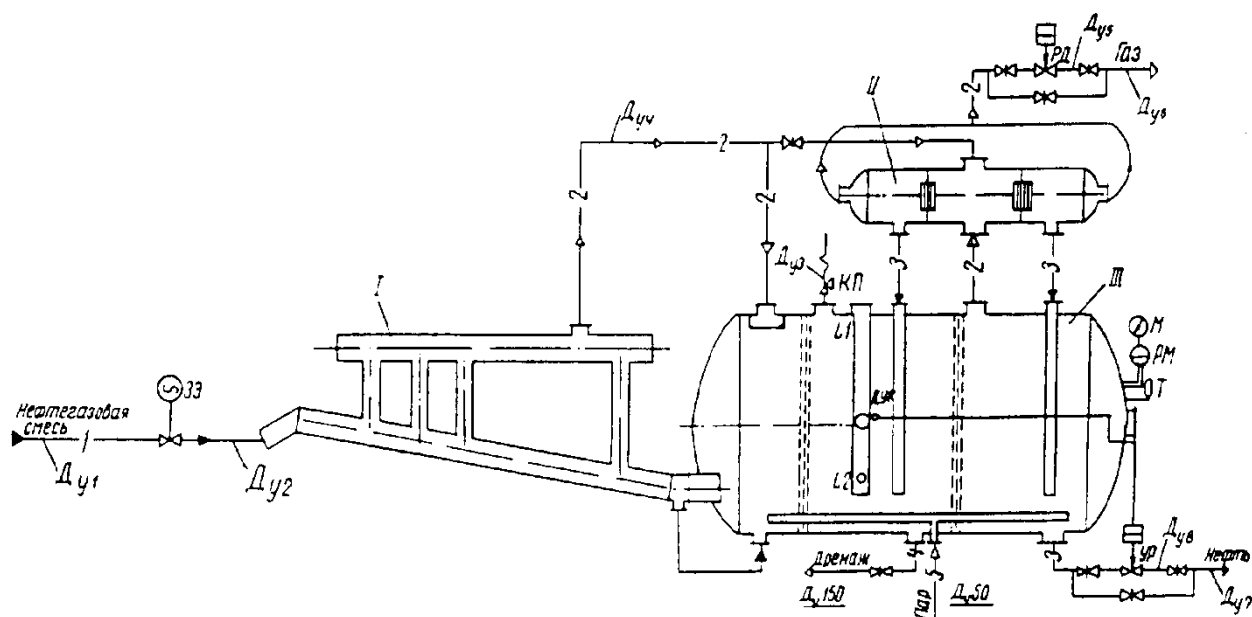
Показатели	НГС-1-16-3000 по ГП 496	СЦВ-1000/16
Производительность по газу, млн. м ³ /сут	2,5	2,5
Рабочее давление, МПа	1,6	1,6
Объем аппарата, м ³	100	3
Масса, кг	31000	2500
Степень очистки газа, г/м ³	0,5	0,05

Установки блочные сепарационные УБС-3000/6; УБС-1500/6; УБС-1500/14; УБС-6300/6; УБС-6300/14; УБС-16000/6; УБС-10000/6 обычно состоят из технологической ёмкости, каплеотбойника, депульсатора, технологической обвязки трубопроводов, запорно-регулирующей арматуры и системы автоматизации (рисунок 4, таблица 4).

Таблица 4 - Основные технические данные установок типа УБС

Шифр установки	Условный проход, мм							
	Д _{v1}	Д _{v2}	Д _{v3}	Д _{v4}	Д _{v5}	Д _{v6}	Д _{v7}	Д _{v8}
УБС-1500/6	500	500	125	150	50	150	250	80
УБС-1500/14	500	500	125	150	50	150	250	80
УБС-6300/6	500	500	200	250	80	250	400	150
УБС-6300/14	500	500	200	250	100	250	400	150
УБС-10000/6	600	700	300	300	100	300	400	150
УБС-10000/14	600	700	300	300	150	300	400	150
УБС-16000/6	600	700	300	300	100	300	500	150
УБС-16000/14	600	700	300	300	150	300	500	150

Технологическая ёмкость, депульсатор, каплеотбойник с устройством предварительного отбора газа системой обвязки трубопроводами и запорно-регулирующей арматуры объединены в сепарационный блок. Для обслуживания установки предусмотрена площадка.



1 — нефтегазовая смесь; 2 — газ; 3 — нефть; 4 — дренаж; 5 — пар; I — депульсатор; II — каплеотбойник; III — технологическая ёмкость.

Рисунок 4 - Принципиальная схема сепарационной блочной установки

Работа установки основана на предварительном отборе газа из газонефтяной смеси в депульсаторе I, окончательном разгазировании в технологической ёмкости III и окончательной очистке газа от капельной жидкости в каплеотбойнике II. Газонефтяная смесь от скважин поступает в депульсатор I, где происходит разделение расслоившихся в подводящем трубопроводе нефти и газа. Отделившийся газ отводится в каплеотбойник II, а нефть поступает в технологическую ёмкость III. В каплеотбойнике газ проходит через струнные отбойники, очищается от капельной нефти и через регулятор давления направляется в газопровод. Собранная в каплеотбойнике жидкость стекает по патрубкам в технологическую ёмкость. Из последней нефть проходит через две перегородки из просечно-вытяжных листов, способствующих вытеснению промежуточного слоя между пузырьками газа, их коалесценции и отделению остаточного газа от нефти. Окончательно отсепарированная нефть направляется через выходной патрубков и регулятор уровня жидкости в нефтепровод.

При необходимости подачи газа из депульсатора в каплеотбойник через газовое пространство технологической ёмкости на газовой линии между каплеотбойником и депульсатором предусмотрена задвижка, а между депульсатором и технологической ёмкостью - газопровод.

Технологический процесс на установке полностью автоматизирован и обеспечивает:

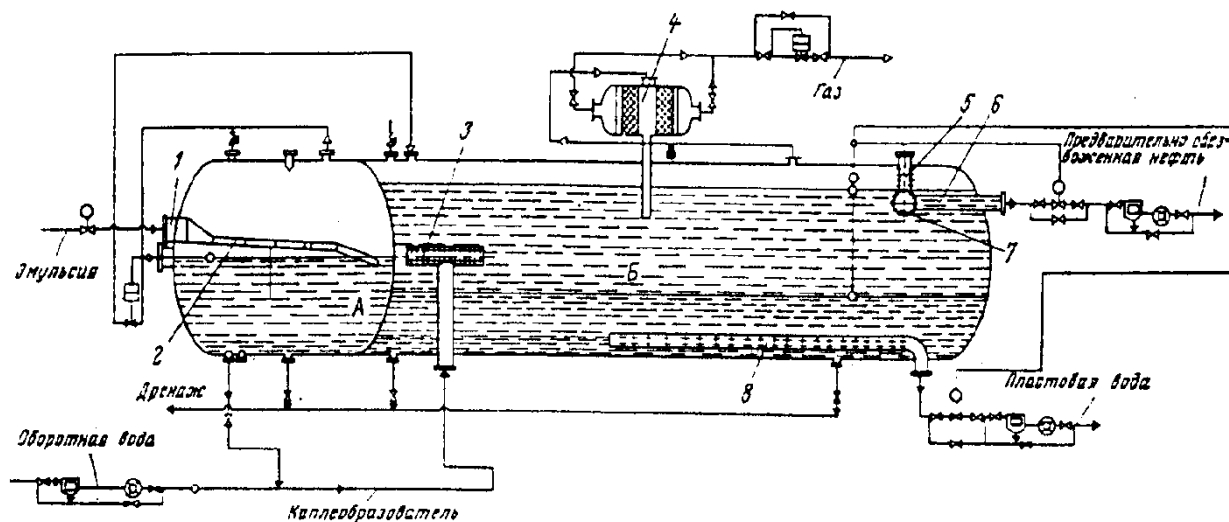
- автоматическое регулирование давления и уровня нефти в технологической ёмкости;
- сигнализацию предельных значений давления верхнего и нижнего уровней нефти в технологической ёмкости;
- местный контроль уровня температуры нефти и давления в технологической ёмкости;
- выдачу сигнала на автоматическое закрытие приёмной линии установки при достижении верхнего предельного уровня нефти;
- формирование общего аварийного сигнала на диспетчерский пункт.

Сепарационные установки с предварительным сбросом воды типа УПС предназначены для отделения газа от обводнённой нефти и сброса свободной пластовой воды с одновременным учётом количества обезвоженной нефти и воды, выходящих из аппарата. Выпускаются установки типа УПС на рабочее давление 0,6 МПа следующих модификаций: УПС-3000/6М, УПС-А-3000/6, УПС-6300/6М и УПС-10000/6М. Одновременно разработаны все модификации УПС и на рабочее давление 1,6 МПа.

В шифре установок приняты следующие обозначения: УПС — установка с предварительным сбросом воды; А — в антикоррозионном исполнении; первая цифра после букв — пропускная способность по жидкости ($\text{м}^3/\text{сут}$); вторая цифра — допустимое рабочее давление ($\text{кгс}/\text{см}^2$); М — модернизированная.

Автоматизированные установки выполнены в моноблоке и состоят из следующих основных частей: блока сепарации и сброса воды, запорно-регулирующей арматуры, системы контроля и управления (рисунок 5).

Блок сепарации и сброса воды глухой сферической перегородкой разделён на два отсека — сепарационный А и отстойный Б. Каждый отсек имеет люк-лаз, предохранительный клапан и дренажные штуцеры.



- 1 – сопло; 2 – нефтеразливная полка; 3 – распределитель жидкости на входе; 4 – выносной каплеотбойник; 5, 6 – штуцеры для вывода нефти; 7 – перфорированная труба; 8 – перфорированный трубопровод; А – сепарационный отсек; Б – отстойный отсек

Рисунок 5 - Принципиальная схема установок типа УПС-8000 и УПС-6300

В сепарационном отсеке для более полной сепарации и предотвращения пенообразования предусмотрена нефтеразливная полка 2. Для равномерного потока в параллельно работающих установках в сепарационных и отстойных отсеках имеются штуцеры для сообщения их по жидкости (в нижней части) и газу (в верхней части).

В отстойном отсеке для более полного использования объёма ёмкости имеются распределитель 3 жидкости на входе, перфорированная труба со штуцером для вывода воды 8 и два штуцера 5 и 6 для вывода нефти. Расположение штуцеров для вывода нефти позволяет осуществлять, работу установок в режимах полного и неполного заполнения. На установке УПС-6300 применяется выносной каплеотбойник 4, устанавливаемый над отстойной секцией.

Работа установки происходит следующим образом. Продукция скважин поступает в сепарационный отсек А по соплу 1 и нефтеразливной полке 2, где происходит отделение газа от жидкостной фазы. Отделившийся нефтяной газ через регулятор уровня, отводится в отсек Б, откуда через каплеотбойник 4 и регулятор давления — в газовый коллектор.

В случае применения установки на первой ступени сепарации предусматривается узел предварительного отбора газа (депульсатор). При использовании установки на второй ступени сепарации монтаж узла предварительного отбора газа не требуется.

Водонефтяная эмульсия из отсека А передавливается в отсек Б под действием давления газа. Допустимый перепад давления между отсеками Б и А не более 0,2 МПа (в зависимости от длины каплеобразователя между отсеками). Водонефтяная эмульсия поступает в отстойный отсек Б через входной распределитель 3. При этом основная часть струй, вытекающих из распределителя, движется радиально, а меньшая часть — в направлении ближайшего эллиптического днища аппарата. Доходя до стенок аппарата, и теряя кинетическую энергию, струи эмульсии отражаются и принимают горизонтальное направление вдоль аппарата. Отстоявшаяся вода отводится через перфорированный трубопровод 8. Предварительно обезвоженная нефть выводится через штуцеры 5 и 6, связанные с перфорированной трубой 7, расположенной в верхней части ёмкости.

Система контроля и управления должна осуществлять:

- регулирование уровня «нефть-газ» на уровне 2400 мм;
- регулирование уровня «нефть-вода» на уровне 900 мм;
- регулирование давления в технологической ёмкости;
- измерение количества предварительно обезвоженной нефти;
- измерение количества сбрасываемой воды;
- измерение количества оборотной воды;
- сигнализацию достижения заданных предельных значений давления и уровня нефти в ёмкости;

- аварийную отсечку по входу продукта при достижении уровня нефти в аппарате 2600 мм и заданном давлении;
- измерение давления и температуры.

При работе в режиме полного заполнения не осуществляется регулирования уровня «нефть-газ» и сигнализация аварийного уровня, предварительно обезвоженная нефть отводится через верхний штуцер 5, связанный с перфорированной трубой, а штуцер 6 закрывается.

Сепарационные блочные установки с насосной откачкой предназначены для сепарации нефти от газа и подачи от сепарированной нефти под напором насосов на объекты подготовки нефти в системах герметизированного сбора и подготовки нефти, газа и воды.

Установки в основном состоят из сепарационного блока, блока коллектора, блока измерения и регулирования, комплекса системы автоматизации, межблочной обвязки коммуникаций, укрытия и площадок обслуживания. В качестве сепараторов приняты сепараторы соответствующей производительности и рабочих давлений. Работа установки основана на предварительном отборе газа из газонефтяной смеси в депульсаторе, окончательном разгазировании в технологической ёмкости и подаче нефти под напором насосов на объекты подготовки нефти.

В таблице 5 приведены основные технические данные трёх типов сепарационных установок. Первые два типа установок включают два насосных блока и третий тип — три насосных блока. Отделившийся газ отводится в каплеотбойник, где разделяется на два потока и, проходя через два сетчатых отбойника, очищается от капельной нефти и направляется в газопровод [18].

Таблица 5 - Технические характеристики установок типа УБСН

Показатели	УБСН-400- 1,6/4	УБСН-1600- 1,6/4	УБСН-6300- 1,6/4
Температура окружающей среды, К (°С)	233 ÷ 313 (-40 ÷ +40)		
Максимальная производительность по сырью, м ³ /с (м ³ /сут)	0,0092 (800)	0,018 (1600)	0,036 (3150)
Максимальное рабочее давление нагнетания, МПа	4,0		
Рабочая среда	сырая нефть		
Максимальная температура, К (°С)	323 (50)		
кинетическая вязкость, м ² /с (сСт)	0,00015 (150)		
плотность, кг/м ³	750 ÷ 900		
Максимальное содержание в рабочей среде (объемных), %: сероводорода углекислого газа	0,01 1		
Максимальный газовый фактор при нормальных условиях, м ³ /м ³	200		
Максимальный унос свободного газа нефтью (объемных), %	2		

Максимальный унос капельной нефти газом, м ³ /м ³	0,1·10 ⁻⁶		
Максимальная потребляемая мощность силовым электрооборудованием, кВт	132	200	315
Режим работы	непрерывный		
Объем технологической ёмкости, м ³	10	40	40
Габариты, мм	16090×13510×× 4748	21765×14450×× 6148	22010×15106××6 880
Масса, кг, не более	26600	44500	61000

2.2 Основание для проведения реконструкции газовых сепараторов С2, С3

В данной работе рассматривается решение проблем, выявленных в ходе работы двухфазного горизонтального сепаратора (пробкоуловителя) производства АО «Дзержинскхиммаш», эксплуатируемого на установке предварительного сброса воды в качестве сепаратора первой ступени.

Выявленные замечания показали, что сепаратор имеет низкую производительность. Это объясняется тем, что процесс сепарации в данном сосуде протекает на низком уровне вследствие неэффективной и некачественной работы внутренних устройств.

При остановке сепаратора был проведён его внутренний осмотр (см. приложение Б). Данные повреждения конструкции узла выхода газа, как видно из иллюстраций, являются следствием его низкой пропускной способности и конструктивной недоработки.

Во время проведения патентно-информационного обзора были выявлены основные достоинства и недостатки различного вида сепараторов. Для устранения вышеперечисленных замечаний предложены решения по модернизации внутреннего оборудования сепаратора.

2.3 Основание для проведения реконструкции газового сепаратора С1

Информация отсутствует, так как содержит коммерческую информацию

2.4 Реконструкция сепараторов С2, С3

Изменение геометрической формы отбойника С2, С3

Основой является замена плоского отбойного стола на конус. Такое исполнение отбойника позволит равномерно распределить движение потока в разных направлениях и увеличить поверхность контакта газодонефтяной смеси с конусом, что в свою очередь должно улучшить сепарацию жидкости на входе.

Установка перегородки жалюзийного типа

Данная перегородка представляет собой сварную конструкцию, разделённую на несколько отсеков. Каждый отсек имеет по восемь

направляющих равнополочных уголков, в каждом из которых выполнены пазы для установки жалюзи в горизонтальном положении. Отсеки между собой разделены металлическими листами. Вся конструкция в нижней части опирается на массивные уголки, лежащие на опорах. Для предотвращения свободного хода жалюзи в пазах предусмотрено их прижатие посредством уголков из алюминиевого сплава, которые в свою очередь крепятся к соответствующим направляющим уголкам с помощью болтового соединения. Крепление конструкции к корпусу сепаратора обеспечивается сварным соединением с использованием дополнительных промежуточных накладок.

Перегородка такой конструкции в данном случае выступает как успокоитель потока газодонефтяной смеси. Преодолевая перегородку, поток расслаивается на множество частей и после приходит в спокойное состояние, которое необходимо для его дальнейшего движения по сепаратору.

Установка сетчатой перегородки

Перегородка сетчатого типа представляет собой просечно-вытяжные листы, приваренные к балкам, в роли которых выступают швеллеры лёгкой серии. Для дополнительной опоры листов между балками используются металлические полосы. Вся конструкция крепится к корпусу сепаратора посредством сварки.

Такое выполнение перегородки обеспечивает эффективную сепарацию жидкости, способствует вытеснению промежуточного слоя между пузырьками газа, их коалесценции и отделению остаточного газа от смеси, а также будет способствовать увеличению производительности сепаратора.

Изменение конструкции узла выхода газа

Основной задачей является незначительное увеличение габаритных размеров короба с целью выполнения в нём дополнительного пропускного окна для газа, что в свою очередь обеспечит установку дополнительных струнных каплеуловителей. Для укрепления конструкции предусматривается постановка рёбер в виде равнополочных уголков, препятствующих в дальнейшем деформации короба. Такое выполнение увеличит пропускную способность узла

и усилит его конструкцию.

2.5 Реконструкция сепаратора С1

Информация отсутствует, так как содержит коммерческую информацию

2.6 Расчёт толщины стенки сепаратора

При расчёте тонкостенных сосудов, работающих под высоким давлением, применяют следующие теории прочности:

Первая теория прочности – наибольших нормальных напряжений, по которой за расчётное принимают наибольшее кольцевое напряжение, определяемое для тонкостенных сосудов по формуле, Па:

$$\sigma_K = \frac{P_P \cdot D_C}{2 \cdot s}, \quad (1)$$

где P_P – расчётное давление сепаратора, Па;

D_C – средний диаметр сепаратора, м;

s – толщина стенки сепаратора, м.

При расчёте допускаем, что:

$$\sigma_K = [\sigma]_T, \quad (2)$$

где $[\sigma]_T$ – допускаемые напряжения при рабочей температуре, Па.

$$[\sigma]_T = 0,4\sigma_T, \quad (3)$$

где σ_T – предел текучести материала, для стали 09Г2С $\sigma_T = 345$

МПа.

Допускаемые напряжения при рабочей температуре, Па:

$$[\sigma]_T = 0,4 \cdot 345 \cdot 10^6 = 138 \cdot 10^6.$$

Средний диаметр сепаратора рассчитывается по формуле, м:

$$D_C = D_B + s, \quad (4)$$

где D_B – внутренний диаметр сепаратора, м.

Отсюда толщина стенки сепаратора равна, м:

$$s = \frac{P_P \cdot D_B}{2 \cdot [\sigma]_T - P_P}. \quad (5)$$

По формуле (5), м:

$$s = \frac{3,5 \cdot 10^6 \cdot 4,5}{2 \cdot 138 \cdot 10^6 - 3,5 \cdot 10^6} = 0,058.$$

Средний диаметр сепаратора по формуле, м:

$$D_C = 4,5 + 0,058 = 4,558.$$

Наибольшее кольцевое напряжение, Па:

$$\sigma_K = \frac{3,5 \cdot 10^6 \cdot 4,558}{2 \cdot 0,058} = 138 \cdot 10^6.$$

Вторая теория прочности – теория наибольших касательных напряжений, по которой за эквивалентное напряжение берут разницу между наибольшим и наименьшим напряжениями.

Эквивалентное напряжение в сепараторе, Па:

$$\sigma_{\mathcal{E}} = \sigma_1 - \sigma_3, \quad (6)$$

где σ_1 – наибольшее напряжение в сепараторе, Па;

σ_3 – наименьшее напряжение в сепараторе, Па.

Для тонкостенных сосудов, работающих под высоким давлением, наибольшее напряжение рассчитывается по формуле, Па:

$$\sigma_1 = \sigma_K = \frac{P_P \cdot D_C}{2 \cdot s}. \quad (7)$$

Наименьшее напряжение в сепараторе, Па:

$$\sigma_3 = P_P. \quad (8)$$

Отсюда эквивалентное напряжение в сепараторе, Па:

$$\sigma_{\mathcal{E}} = \frac{P_P \cdot (D_B + 3 \cdot s)}{2 \cdot s}. \quad (9)$$

Расчётная формула толщины стенки при $\sigma_{\mathcal{E}} = [\sigma]_T$, м:

$$s = \frac{P_P \cdot D_B}{2 \cdot [\sigma]_T - 3 \cdot P_P}. \quad (10)$$

По формуле (5), м:

$$s = \frac{3,5 \cdot 10^6 \cdot 4,5}{2 \cdot 138 \cdot 10^6 - 3 \cdot 3,5 \cdot 10^6} = 0,059.$$

Энергетическая теория прочности.

В данном случае эквивалентное напряжение рассчитывается по формуле, Па [9]: (11)

$$\sigma_{\text{Э}} = \sqrt{0,5 \cdot [(\sigma_K - \sigma_M)^2 + (\sigma_K - \sigma_R)^2 + (\sigma_M - \sigma_R)^2]},$$

где σ_M – меридиональное (продольное) напряжение, Па;

σ_R – нормальное напряжение, Па.

Расчётная формула толщины стенки по энергетической теории прочности, м [9]:

$$s = \frac{P_P \cdot D_B}{2,3 \cdot [\sigma]_T - P_P}. \quad (12)$$

По формуле (24), м:

$$s = \frac{3,5 \cdot 10^6 \cdot 4,5}{2,3 \cdot 138 \cdot 10^6 - 3,5 \cdot 10^6} = 0,051.$$

Меридиональное (продольное) напряжение, Па [9]:

$$\sigma_M = \frac{P_P \cdot D_B}{4 \cdot s}. \quad (13)$$

По формуле (25), Па:

$$\sigma_M = \frac{3,5 \cdot 10^6 \cdot 4,5}{4 \cdot 0,051} = 77,2 \cdot 10^6.$$

Для тонкостенных сосудов, работающих под высоким давлением, нормальное напряжение рассчитывается как, Па: (14)

$$\sigma_R = -P_P.$$

Эквивалентное напряжение по формуле, Па:

$$\sigma_{\text{Э}} = \sqrt{0,5 \cdot [((138 - 77,2)^2 + (138 + 3,5)^2 + (77,2 + 3,5)^2) \cdot 10^6]} = 123 \cdot 10^6. \quad (15)$$

Анализ данных расчётов показывает, что наименьшая толщина стенки сепаратора получается по третьей теории прочности.

2.7 Расчёт сварного шва

Допускаемые напряжения для стыковых сварных соединений машиностроительных конструкций, Па: (16)

$$[\sigma]_P = 0,9[\sigma].$$

где $[\sigma]$ – допускаемое напряжение основного металла, Па. Для стали 09Г2С $[\sigma] = 138$ МПа.

Допускаемые напряжения для сварного шва, Па:

$$[\sigma]_P = 0,9 \cdot 138 \cdot 10^6 = 124,2 \cdot 10^6.$$

Допускаемая нагрузка для сварного соединения при растяжении рассчитывается по формуле, Н: (17)

$$F_1 = [\sigma]_P \cdot l \cdot \Delta,$$

где l – длина сварного шва, м;

Δ – катет сварного шва, м.

Длина сварного шва, м:

$$l = 2\pi R_H, \quad (18)$$

где R_H – наружный радиус сферы, м.

Длина сварного шва по формуле, м:

$$l = 2 \cdot 3,14 \cdot 2,295 = 14,4.$$

Допускаемая нагрузка для сварного соединения при растяжении, Н:

$$F_1 = 124,2 \cdot 14,4 \cdot 0,012 = 21,46 \cdot 10^6.$$

Нагрузка на разрыв сварного шва вычисляется, Н:

$$F = A \cdot P_P, \quad (19)$$

где A – площадь сечения, м².

Площадь сечения рассчитывается по формуле, м²:

$$A = 4\pi R_H^2 - 4\pi R_{BH}^2,$$

где R_{BH} – внутренний радиус сферы, м.

Площадь сечения по формуле (31), м²:

$$A = 4 \cdot 3,14 \cdot 2,295 - 4 \cdot 3,14 \cdot 2,265 = 0,38.$$

Нагрузка на разрыв сварного шва по формуле (30), Н:

$$F = 0,38 \cdot 3,5 \cdot 10^6 = 1,33 \cdot 10^6.$$

Условие $F \leq F_1$ выполняется.

2.8 Прочностной анализ короба

Геометрия и зацепление

Точность зацепления в данном анализе была определена с помощью параметра значимости.

По умолчанию установлено нулевое значение значимости.

Таблица 6 – Статистика

Параметр	Ед. измерения	Величина
Размер ограничивающей рамки	мм	912,0
		418,4
		2032
Масса детали	кг	400,7
Объём детали	мм ³	5,098e+007
Параметр значимости сетки	-	0
Узлы	-	15608
Элементы	-	7538

Примечание: размеры ограничивающей рамки представлены длинами в глобальной системе координат X, Y и Z.

Данные о материале

Следующее поведение материала предположительно для данного анализа:

- Линейное – напряжение прямо пропорционально деформации;
- Постоянное – все свойства термнезависимы;
- Однородное – свойства неизменны на протяжении всего объёма;
- Изотропное – свойства материала одинаковы во всех направлениях.

Таблица 7 – Сталь

Параметр	Ед. измерения	Величина
Модуль Юнга	МПа	2,1e+005
Коэффициент Пуассона	-	0,275
Массовая плотность	кг/мм ³	7,85e-006
Предел текучести при растяжении	МПа	345,0
Предел прочности при растяжении	МПа	470,0

Нагрузки и зависимости

Следующие нагрузки и зависимости действуют на отдельные области детали. Области были определены путём выбора поверхностей, цилиндров, рёбер или вершин.

Таблица 8 – Описание нагрузок и зависимостей

Имя	Тип	Ед. измерения	Величина	Вектор
Давление 1	Поверхностное давление	МПа	2,0	-
Идеальная опора 1	Идеальная опора поверхности	-	-	-

Таблица 9– Реакции зависимостей

Имя	Параметр	Ед. измерения	Величина
Идеальная опора 1	Сила	Н	1,891e+006
	Вектор	Н	-2,507e-004
			-1,853e+006 3,76e+005
	Момент	Н·мм	2,043e+009
Вектор момента	Н·мм	2,043e+009	
		1,443 47,93	

Примечание: векторные данные соответствуют глобальным компонентам X, Y и Z.

Результаты

В таблице 10 приведены все структурные результаты, полученные в ходе анализа. В следующем разделе представлены иллюстрации каждого результата, нанесённого на поверхность детали.

Запас прочности рассчитан на основе теории прочности при максимальном эквивалентном напряжении пластичного материала. В качестве предельного напряжения указан предел текучести при растяжении материала.

Таблица 10 – Структурные результаты

Параметр	Ед. измерения	Начало	Окончание
Эквивалентное напряжение	МПа	4,147	1111
Макс. главное напряжение	МПа	-227,6	1311
Мин. главное напряжение	МПа	-1293	245,6
Деформация	мм	0,0	28,32
Коэф. запаса прочности	-	0,1864	-

3 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМИЗАЦИИ УСТАНОВКИ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО СБРОСА ВОДЫ

**Калькуляция затрат на модернизацию сепараторов горизонтальных С2,
С3.**

Информация отсутствует, так как содержит коммерческую информацию

Калькуляция затрат на реконструкцию сепаратора горизонтального С1.

Информация отсутствует, так как содержит коммерческую информацию

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ
И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
О-2БМ11	Прокопьев Владимир Дмитриевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление ОПОП	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Модернизация горизонтальных сепараторов установки предварительного сброса воды на Ванкорском нефтегазоконденсатном месторождении (Красноярский край)	
Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на модернизацию горизонтальных сепараторов установки предварительного сброса воды на Ванкорском нефтегазоконденсатном месторождении
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Приказ Минприроды России №639 от 20.09.2019 «Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» (ред. 6.10.2020)
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс РФ часть 1 ФЗ №146 от 31.07.1998 (ред от 19.12.2023 № 611-ФЗ) Налоговый кодекс РФ часть 2 ФЗ №117 от 5.08.2000 (ред от 25.12.2023 № 643-ФЗ)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Обоснование перспективности проведения модернизацию горизонтальных сепараторов установки предварительного сброса воды на Ванкорском нефтегазоконденсатном месторождении с целью уменьшения количества подготавливаемой жидкости за счет увеличения сброса подтоварной воды
<i>2. Планирование процесса управления НИИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет доходов и затрат на проведение модернизации горизонтальных сепараторов установки предварительного сброса воды на Ванкорском нефтегазоконденсатном месторождении
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Оценка экономической эффективности проведения модернизации горизонтальных сепараторов установки предварительного сброса воды с учетом применяемого оборудования и прогнозных объемов сброса подтоварной воды
Перечень графического материала:	
Таблицы	
1. Макроэкономические показатели и расчет чистых цен	

<ol style="list-style-type: none"> 2. Основные налоги Российской Федерации для нефтегазодобывающих предприятий 3. Структура и расчет текущих затрат по статьям калькуляции 4. Прогнозные годовые показатели разработки месторождения 5. Расчет стоимости модернизации оборудования УПН 6. Динамика капитальных вложений, млн. руб. 7. Сопоставление технико-экономических показателей до и после модернизации оборудования УПН <p>Рисунки</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Анализ чувствительности ЧДД к изменению параметров

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	15.01.2024
--	------------

Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н., доцент		15.01.2024

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2БМ11	Прокопьев Владимир Дмитриевич		15.01.2024

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Текущий раздел диссертации посвящен определению экономической эффективности проведения модернизации горизонтальных сепараторов установки предварительного сброса воды с учетом применяемого оборудования и прогнозных объемов сброса подтоварной воды.

4.1 Макроэкономические показатели и расчет чистых цен

Внутренняя цена нефти рассчитывается на узле учета нефти по методике, используемой во всех ведущих нефтяных компаниях, работающих на территории РФ. В соответствии с этой методикой, чистая цена на КУУ недропользователя (Netback) рассчитывается из цены на внешнем рынке путем вычитания величины экспортной пошлины и транспортных расходов. Макроэкономические показатели и расчет чистых цен представлены в таблице 1.

Цена на нефть марки «Юралс», курс доллара среднегодовой в рассматриваемый период приняты согласно основным показателям базового варианта Прогноза социально – экономического развития Российской Федерации, ежегодно публикуемом Министерством экономического развития [1]. В расчете нефти марки «Юралс» в баррели используется коэффициент 7,28 (баррелей в тонне). Основные макроэкономические показатели необходимые для дальнейшего расчета представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Макроэкономические показатели

Годы	Цена на нефть марки «Юралс», долл. США за баррель	Курс доллара среднегодовой, руб. за долл. США
2023	85,0	90,1
2024	80,2	91,1
2025	76,2	92,3
2025	76,2	92,3

Величина транспортных расходов при экспортной реализации рассчитывается в соответствии с Приказом Федеральной антимонопольной службы (ФАС России) № 755/23 от 25.10.2023 г. Показатели экономической

эффективности разработки Ванкорского месторождения определены в условиях действующей налоговой системы. Цена на газ представляет собой ожидаемую стоимость поставки газа сторонним потребителям в 2023 году по данным пользователя недр. Расчеты выполнены в реальных ценах без учета инфляции.

Финансирование проекта предполагается за счет собственных средств недропользователя.

4.2 Система налогов и платежей

Недропользователь выплачивает все налоги, предусмотренные действующим законодательством РФ, с учетом поправок, вступивших в силу на момент расчетов. В таблице 14 представлен перечень налогов и платежей, включенных в экономическую оценку вариантов разработки, и показан порядок их расчета.

Таблица 14 – Основные налоги Российской Федерации для нефтегазодобывающих предприятий

Вид налога	Ставка налога и база начисления
1	2
<i>Налоги, относимые на себестоимость</i>	
1. Налог на добычу полезных ископаемых	<p>Расчетная ставка: Нефть 2019 г. – 11143 руб. за тонну; 2020 г. – 6585 руб. за тонну; 2021 г. – 13999 руб. за тонну; 2022 г. – 15302 руб. за тонну; с 2023 г. – 14700 руб. за тонну.</p> <p>Налоговая ставка 919 – с 2019 г. умножается на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть – $K_{Ц}$. Полученное произведение уменьшается на величину показателя $D_{м}$, характеризующего особенности добычи нефти.</p> <p>$K_{Ц} = (Ц - 15) * P / 261$, где $Ц$ – средний за налоговый период уровень цен нефти «Юралс» в долларах США за баррель; P – среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю, устанавливаемого Центральным банком РФ; $D_{м} = K_{ндпи} * K_{ц} * (1 - K_{з} * K_{д} * K_{дв} * K_{кан}) - K_{к}$, где $K_{ндпи}$ равно 559 – с 1 января 2018 г. $K_{к}$ равно 306 – с 1 января по 31 декабря 2019 г., 357 – с 1 января по 31 декабря 2020 г., 428 – с 1 января по 31 декабря 2021 г., 0 – с 1 января 2022 г.</p> <p>В случае, если величина начальных извлекаемых запасов нефти (V_3) по конкретному участку недр меньше 5 млн. тонн и степень выработанности</p>

запасов ($C_{вз}$) конкретного участка недр, меньше или равна 0,05, коэффициент K_3 рассчитывается по формуле:

$$K_3 = 0,125 \times V_3 + 0,375$$
Коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти (K_d), принимается:

- 1) равным 0,2 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более $2 \cdot 10^{-(3)}$ мкм² и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи не более 10 метров;
- 2) равным 0,4 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более $2 \cdot 10^{-(3)}$ мкм² и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи более 10 метров;
- 3) равным 0,8 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенной к продуктивным отложениям тюменской свиты в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых;
- 4) равным 1 - при добыче нефти из прочих залежей углеводородного сырья, характеристики которых не соответствуют характеристикам стикам, указанным в подпунктах 1 - 3.

Коэффициент K_d в размере, установленном подпунктами 1 - 3, применяется до истечения 180 налоговых периодов, начинающихся с 1 января года, в котором степень выработанности запасов конкретной залежи углеводородного сырья превысила 1 процент. По истечении указанного срока значение коэффициента принимается равным 1.

Степень выработанности запасов конкретной залежи углеводородного сырья для целей расчета коэффициентов K_d и $K_{дв}$ рассчитывается налогоплательщиком в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода

В случае, если значение коэффициента K_d для залежи углеводородного сырья составляет менее 1 и степень выработанности запасов указанной залежи углеводородного сырья больше или равна 0,8 и меньше или равна 1, коэффициент $K_{дв}$ рассчитывается по формуле:

$$K_{дв} = 3,8 - 3,5 \cdot N_{дв} / V_{дв}$$
где
 $N_{дв}$ - сумма накопленной добычи нефти по конкретной залежи углеводородного сырья (включая потери при добыче) в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода;
 $V_{дв}$ - начальные извлекаемые запасы нефти, утвержденные в установленном порядке с учетом прироста и списания запасов нефти и определяемые как сумма извлекаемых запасов всех категорий на 1 января года, предшествующего году налогового периода, и накопленной добычи с начала разработки конкретной залежи углеводородного сырья в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода;

В случае, если значение коэффициента K_d для залежи углеводородного сырья составляет менее 1 и степень выработанности запасов не превышает 0,8, то коэффициент $K_{дв}$ принимается равным 1, если степень выработанности запасов превышает 1 коэффициент K_v принимается равным 0,3.

$K_{АБДТ}$
Коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти ($K_{кан}$), принимается равным 1. В отношении нефти на участках недр, расположенных полностью или частично в том числе в границах

	Республики Саха (Якутия), Иркутской области, Красноярского края, в Азовском, Каспийском, Черном, Охотском морях и некоторых других участках недр, коэффициент K_{KAN} принимается равным 0 при соблюдении определенных условий.
2. Страховые взносы	Всего 2021-2023 гг. – 30 %.
- пенсионный фонд	2023 гг. – 30 %.
- фонд социального страхования	2,9 % от начисленной суммы фонда оплаты труда (но не более 755 тыс. руб./чел. в год)
- фонд медицинского страхования	5,1 % от начисленной суммы фонда оплаты труда
3. Страхование от несчастного случая	0,5 % от начисленной суммы фонда оплаты труда
4. Прочие налоги	Взяты по фактическим данным за 2018 год по Ванкорского месторождения и составляют 529 тыс. руб.
<i>Налоги, относимые на выручку от реализации и финансовый результат</i>	
1. Экспортная пошлина	В сентябре 2023г. – 21,4 доллара за тонну (при сложившейся за предшествующий месяц средней ценой нефти сырой марки «Юралс» в долларах США за тонну менее 109,5 доллара США – 0 %, при превышении за предшествующий месяц сложившейся средней цены нефти сырой марки «Юралс» 109,5 доллара США за тонну, но не более 146 долларов США за тонну (включительно) – 35 % от разницы; свыше 146, но не более 182,5 доллара США (включительно) – в размере 12,78 доллара за тонну и 45 % от разницы, свыше 182,5 доллара США – 29,2 доллара за тонну и с 2019 г. – 30% от разницы,).
2. Налог на имущество предприятий	2,2 % от стоимости основных фондов.
3. Налог на прибыль	20% от балансовой прибыли, остающейся от выручки после компенсации эксплуатационных затрат и выплаты всех налогов.

Расчет налога на добычу полезных ископаемых

Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) рассчитывается по формуле:

$$\text{НДПИ} = K_{\text{ц}} \cdot 919 - D_{\text{м}}$$

где: 919 – ставка за 1 тонну добытой нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной, руб./т; $K_{\text{ц}}$ – Коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть ($K_{\text{ц}}$) определяется в порядке установленным пунктом 3 статьи 342 НК РФ и рассчитывается как:

$$K_{\text{ц}} = (\text{Ц} - 15) \cdot \frac{P}{261}$$

где: Ц – средний за налоговый период уровень цен нефти сорта «Юралс» в долларах США за баррель; 15 – необлагаемый налоговый минимум –

минимальная цена нефти сорта «Юралс» в дол. США за баррель; Р – среднее значение за налоговый период курса доллара к российскому рублю.

D_m – показатель, характеризующий особенности добычи нефти, исчисляется согласно ст.342.5 НК РФ:

$$D_m = K_{НДПИ} \cdot K_c \cdot (K_z \cdot K_d \cdot K_{ДВ} \cdot K_{кан}) - K_k - K_{абдт} - K_{ман}$$

где: $K_{ндпи}$ – принимается равным 559; K_z – коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр; согласно пункту 3 статьи 342.5 НК РФ принимаем равным 1; K_d – коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти; $K_{ДВ}$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья;

Согласно п.1 ст.342.2 НК РФ и, исходя из геолого-промысловых характеристик разрабатываемого участка недр, значение коэффициентов $K_d = 1$ и $K_{ДВ} = 1$.

$K_{кан}$ – коэффициент, характеризующий регион добычи нефти, исходя из условий п.4 ст.342.5 НК РФ, принимается равным 1;

K_k – устанавливается равным 428 с 1 января 2019 г., так как нет оснований для приравнивания к 0 вследствие несоответствия ряду условий согласно п. 3 ст. 342 НК РФ;

$K_{абдт}$ – коэффициент, характеризующий работу демпферного механизма;

$K_{ман}$ – коэффициент, учитывающий изменение вывозной таможенной пошлины.

Таблица 15– Ставка НДС на нефть, руб./т и природный газ руб./тыс. м³

Год	НДС на нефть	НДС на природный газ
2024	16959,37	294,52
2025	16078,21	445,03
2026	15384,64	465,03
2027	16097,65	465,03
2028	16097,65	294,52

4.3 Расчет затрат на производство продукции

Эксплуатационные затраты рассчитаны в соответствии с удельными текущими затратами и объемными технологическими показателями вариантов разработки на основе фактических издержек на добычу нефти за 2018 г. сложившиеся по Ванкорскому месторождению.

Себестоимость определена в разрезе следующих статей:

- электроэнергия на извлечение жидкости;
- искусственное воздействие на пласт;
- сбор и транспорт нефти и газа;
- технологическая подготовка нефти;
- расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования;
- общехозяйственные и общепроизводственные затраты;
- налоги и платежи, относимые на себестоимость;
- амортизационные отчисления.

Энергетические затраты по извлечению нефти рассчитаны в соответствии с прогнозным расчетом объемов механизированного подъема жидкости.

Расходы на искусственное воздействие на пласт складываются из затрат на закачку рабочего агента и затрат на обслуживание нагнетательных и скважин.

Расходы на сбор и транспорт нефти и газа рассчитываются в зависимости от объема добываемой жидкости и газа, и затрат по этим статьям калькуляции.

Расходы на технологическую подготовку нефти и газа рассчитываются в зависимости от объема добываемой нефти и газа, и затрат по этим статьям калькуляции.

Расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования определяются в зависимости от действующего фонда нефтяных скважин и включают в себя, затраты на содержание и эксплуатацию оборудования, капитальный ремонт, а также заработную плату (основную и дополнительную) промышленно-производственного персонала и соответствующие страховые взносы во внебюджетные фонды.

Общехозяйственные и общепроизводственные затраты включают в себя прочие производственные затраты на сбор и транспорт нефти и газа, на технологическую подготовку нефти, цеховые расходы и определяются в зависимости от действующего фонда нефтяных скважин. Также по данной статье отражаются административно-управленческие расходы, рассчитываемые в зависимости от добычи нефти.

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из классификации основных средств по амортизационным группам и срока полезного использования.

Исходные данные для расчета текущих затрат, отнесение затрат к условно-постоянным и условно-переменным, а также определение себестоимости действующего производства представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Структура и расчет текущих затрат по статьям калькуляции

Статья затрат калькуляции	Удельные нормативы	Итого затрат в год, тыс. руб.	
		До реконструкции	После реконструкции
Энергия на извлечение жидкости			
условно-переменные, руб./т. жид.	43,0	50 675,8	50 675,8
Расходы по искусств. возд. на пласт			
условно-постоянные, тыс. руб./НФС	476,6	4 766,1	4 766,1
условно-переменные, руб./м ³	28,9	34 105,0	34 105,0
Расходы по сбору и транспортировке (нефть)			
условно-постоянные, тыс. руб./ДФС	376,3	11 289,8	11 289,8
условно-переменные, руб./т. жид.	38,2	45 005,4	45 005,4
Расходы по сбору и транспортировке (газ)			
условно-постоянные, тыс. руб./ДФС	214,2	6 425,8	6 425,8
условно-переменные, руб./м ³	33,5	5 934,8	5 934,8
Расходы по техн. подготовке (нефть)			
условно-постоянные, тыс. руб./ДФС	381,1	11 431,8	11 431,8
условно-переменные, руб./т. Нефти	79,8	62 075,8	62 075,8
Расходы по техн. подготовке (газ)			
условно-постоянные, тыс. руб./ДФС	853,5		25 603,6

условно-переменные, руб./1000м ³	513,2		90 919,4
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования			
условно-постоянные, тыс. руб./ДФС	2 148,2	64 445,6	64 445,6
Капитальный ремонт			
условно-постоянные, тыс. руб./ДФС	548,4	16 452,9	16 452,9
Общехозяйственные расходы			
условно-постоянные, тыс. руб./ДФС	1 772,2	53 166,8	53 166,8
Управленческие расходы			
условно-переменные, тыс. руб./т. Нефти	223,3	173 641,3	173 641,3
Зарплата ППП			
условно-постоянные, тыс. руб. /чел.-год	1 157,1	92 567,1	92 567,1
Прочие налоги (налог на землю, штрафы за УПНГ) в год, тыс .руб.	529,4	529,4	529,4
Итого, тыс. руб.		632 513,3	749 036,3
Себестоимость добычи 1 тунт (текущие затраты+страховые взносы+налоги), руб./т		6 582,9	6 824,5

Для расчета годовой величины текущих затрат при оценке действующего и производства при модернизации оборудования УПН, использовались технологические показатели, представленные в таблице 17.

Таблица 17 – Прогнозные годовые показатели разработки месторождения

Технологические показатели	Ед. изм.	Значение
добыча нефти	тыс. т	778
добыча жидкости	тыс. т	1178
добыча газа	млн. м ³	169,51
закачка воды	тыс. м ³	1178
добывающие скв.	шт.	30
нагнетательные скв.	шт.	10

4.4 Определение потребности в инвестициях в проектном году

Капитальные вложения определяются по следующим направлениям: оборудование, не входящее в сметы строек и промышленное обустройство при расчете эффекта от модернизации оборудования УПН.

Затраты на оборудование, не входящее в сметы строек рассчитаны исходя из средней стоимости оборудования и составляют 383 тыс. руб на 1 скважину действующего механизированного фонда.

Капитальные вложения на модернизацию оборудования УПН были рассчитаны по смете затрат, исходя из требуемой производственной мощности

для Ванкорского месторождения. В расчете применены индексы Межрегионального сборника коэффициентов пересчета сметной стоимости строительно-монтажных работ по субъектам РФ, учтены непредвиденные затраты в размере 3%, согласно методике определения сметной стоимости строительства, реконструкции капитального ремонта. Расчет представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Расчет стоимости модернизации оборудования УПН

Наименование оборудования	Строительно-монтажные работы, руб.	Стоимость оборудования, руб.	Прочие работы, руб.	Первоначальная стоимость, руб.
Модернизация оборудования	301 144	1 557 745	548 533	2 479 645

Таблица 19 – Динамика капитальных вложений, млн. руб.

Показатель	Всего	2023	2024	2025	2026	2027
ИТОГО	2,556	2,479	0,015	0,015	0,015	0,015

4.5 Расчет экономической эффективности инновационного проекта

Технико-экономические и инвестиционные показатели рассчитаны на период 5 лет с целью вычисления экономического эффекта от инвестиционного проекта модернизации оборудования УПН на Ванкорском месторождении при ставке дисконта 20 %. Сопоставление показателей представлено в таблице 20.

Таблица 20– Сопоставление технико-экономических показателей до и после модернизации оборудования УПН

Показатель	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1. Объем продаж нефти и ГК, т		778000	778000	778000	778000	778000
2. Объем продаж газа, тыс. м3		169 514	169 514	169 514	169 514	169 514
3. Цена 1 тонны, руб.		55907,05	53335,406	51342,798	51342,798	51342,798
4. Цена 1 тыс. м3, тыс. руб.		1823	1823	1823	1823	1823
5. Выручка от продажи, тыс. руб. (1*3+2*4)		43 804 709	41 803 970	40 253 721	40 253 721	40 253 721

6. Суммарные издержки, тыс. руб.		6 065 089	6 154 171	6 200 548	5 861 654	5 852 689
6.1. Условно-переменные издержки, тыс. руб.		5 778 410	5 867 492	5 913 869	5 574 975	5 566 010
6.2. Условно-постоянные издержки, тыс. руб.		286 679	286 679	286 679	286 679	286 679
7. Амортизация, тыс. руб. (7+8)		372	372	372	372	372
7.1 Амортизация здания, тыс. руб.		248	248	248	248	248
7.2 Амортизация оборудования, тыс. руб.		123,98	123,98	123,98	123,98	123,98
8. НДС на нефть, руб./т		16959,37	16078,21	15384,64	16097,65	16097,65
9. НДС на нефть, тыс.руб.		13194389,86	12508847,38	11969249,92	12523971,7	12523971,7
10. НДС на газ, руб./тыс. м ³		294,52	445,03	465,03	465,03	465,03
11. НДС на газ, тыс. руб.		49924,44	75438,97	78829,25	78829,25	78829,25
12. Остаточная стоимость		2107,35	1735,06	1362,77	990,48	618,19
13. Среднегодовая стоимость, тыс.руб.		2107,35	1921,21	1641,99	1316,23	967,21
14. Налог на имущество организаций, 2,2%		46,36	42,27	36,12	28,96	21,28
15. Прибыль до вычета налогов, тыс. руб. (5-6-7-9-11)		24 494 763	23 064 974	22 004 561	21 788 741	21 797 713
16. Налог на прибыль, тыс. руб., 20%		4 898 953	4 612 995	4 400 912	4 357 748	4 359 543
17. Чистая прибыль, тыс. руб. (12-13)		19 595 810	18 451 979	17 603 649	17 430 993	17 438 171
18. Капитальные вложения тыс. руб.	2 479,65	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3
19. Чистый денежный поток от операционной деятельности, тыс.руб. (14+7-15)	-2 479,65	19 645 891,00	18 401 034,53	17 550 862,86	17 376 364,03	17 381 699,43
20. Чистый дисконтированный доход (i=20%)	-2 479,65	16 369 096	29 147 592	39 304 342	47 684 147	54 669 462
ЧДД		54 743 761				
Срок окупаемости		1,1				
Срок окупаемости дисконтированный		1,1				

В обозреваемый период оценки, равный 5 годам, денежный поток имеет положительное значение при любых ставках доходности. Инвестиции окупаются в первые месяцы вложения, так как доходность инвестиций высока

и производство приносит недропользователю прибыль, достаточную чтобы окупить затраты в первый год.

В результате модернизации оборудования УПН предприятие получает дополнительную прибыль.

Произведем анализ чувствительности проекта, позволяющий оценить влияние изменения исходных параметров рассматриваемого проекта на его конечные характеристики, в качестве которых, будем использовать NPV (ЧДД).

В качестве исходных параметров (показателей) при проведении анализа были выбраны: дополнительная добыча нефти; цена на нефть марки «Юралс»; эксплуатационные затраты.

Проведенные расчеты экономической эффективности от проведения модернизации оборудования УПН показали, что применение данной оптимизации на Ванкорском НГКМ является рентабельным, ЧДД > 0 и составит за пять лет 54,743 млрд. руб. Исходя из данных полученных при анализе чувствительности проекта можно заключить, что изменение капитальных вложений оказывает наименьшее влияние, а показатели цены на нефть и дополнительной добычи нефти – наибольшее влияние на ЧДД

(Рисунок 7)

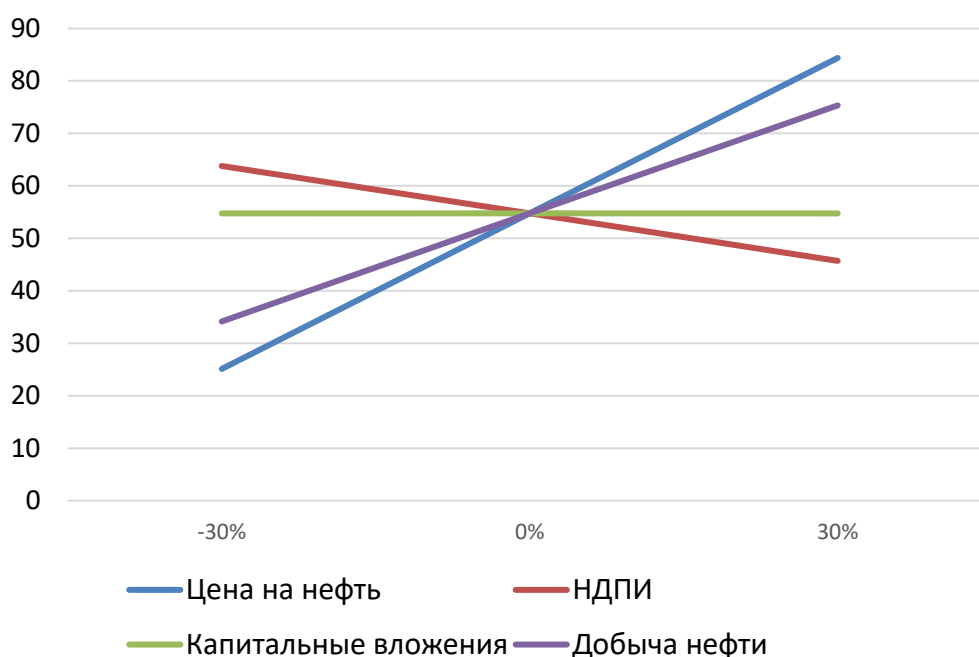


Рисунок 7– Анализ чувствительности ЧДД (млрд руб.)

к изменению параметров

Эффект от реализации нового проекта выражен не только в получении дополнительной прибыли за 5 лет эксплуатации модернизированного оборудования УПН, а также в социально-экономической пользе обществу, путем предоставления новых рабочих мест.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
О - 2БМ11		Прокопьев Владимир Дмитриевич	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Модернизация горизонтальных сепараторов установки предварительного сброса воды на Ванкорском нефтегазоконденсатном месторождении (Красноярский край)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p>Объект исследования: установка предварительного сброса воды Область применения: нефтегазовая отрасль Рабочая зона: полевые условия Климатическая зона* IV (полярная зона). Количество и наименование оборудования рабочей зоны сепараторы нефтегазовые, 2 ед. Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне Обход и осмотр, контроль параметров оборудования, уборка снега, сливноливные операции, работы в емкостях, установка и снятие заглушек *для работы в полевых условиях</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Технологический регламент по эксплуатации УПСВ «Юг» Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения; 2. Перечень инструкций по эксплуатации оборудования, охране труда и пожарной безопасности; 3. Трудовой кодекс - Ст. 297. Ст. 298. Ст. 299 ст. 302. Гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом. Продолжительность вахты. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. От 05.04.2021) 4. СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение»
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов 	<p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. повышенное образование электростатических зарядов; 2. действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты; 3. неподвижные режущие, колющие, обдирающие,

<p>– Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора</p>	<p>разрывающие части твердых объектов, воздействующие на работающего при соприкосновении с ним;</p> <p>4. производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;</p> <p>Вредные факторы</p> <p>1. отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения;</p> <p>2. производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания, то есть с аномальным физическим состоянием воздуха (в том числе пониженной или повышенной ионизацией) и (или) аэрозольным составом воздуха;</p> <p>3. прямая и отраженная блесковость;</p> <p>4. повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума.</p> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: использование средств индивидуальной защиты органов дыхания и органов слуха, перчатки, одежда специальная для защиты рабочих от воздействия нефти и нефтепродуктов, заземление электроустановок, изоляция, ограждения, устройства автоматического контроля и сигнализации.</p> <p><i>Расчет</i> системы искусственного освещения</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: загрязнение почв нефтью, нефтепродуктами, различными химическими веществами и сточными водами.</p> <p>Воздействие на литосферу: загрязнение почв нефтью, нефтепродуктами, различными химическими веществами и сточными водами.</p> <p>Воздействие на гидросферу: разлив и утечки нефти и нефтепродуктов.</p> <p>Воздействие на атмосферу: выделение продуктов сгорания попутно добываемого газа, выделение углеводородов от технического оборудования, выделение продуктов сгорания топлива.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС: длительное отключение электроэнергии; механическое повреждение оборудования, сооружений и конструкций; взрывы и пожары, вызванные утечкой взрывоопасных веществ; разгерметизация трубопроводов высокого давления и корпусов насосного оборудования.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: Разрушение (разгерметизация) оборудования, выброс (истечение) нефти, пожар.</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антоневич Ольга Алексеевна	к.б.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2БМ11	Прокопьев Владимир Дмитриевич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

При осуществлении подготовки нефти с целью достижения ее лучших характеристик, соответствующих высоким стандартизированным требованиям, одним из этапов является качественная сепарация поступающей продукции. Сепаратор предназначен для предварительного разделения воды, нефти и газа на объектах подготовки нефти. Предварительный сброс воды на УПСВ позволяет увеличить производительность УПН, а также сократить затраты на нагрев поступающей эмульсии. [18]

Однако в рамках проведения работ на опасном производственном объекте (I класс опасности по классификации опасных производственных объектов Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 14.11.2023) "О промышленной безопасности опасных производственных объектов") сотрудники, окружающая среда подвергаются влиянию разных вредных и опасных факторов, источниками которых служат элементы производственного процесса.

Климатическая зона IV, характеристики представлена в таблице 19, согласно ГОСТ 12.4.303-2016 (Тюменская область (районы Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, кроме районов, Междуреченский расположенных севернее 60° северной широты)).

Таблица 21 - характеристика для IV климатической зоны

Класс защиты	Температура воздуха зимних месяцев С	Скорость ветра в зимние месяцы м/с
3	-41	1.3

Климат района резко континентальный. Территория находится в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличается продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха. Продолжительность зимнего периода – 8 месяцев, с октября по май. Среднегодовая температура воздуха – минус 10 °С. Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль: средняя температура

– минус 26 °С, в отдельные дни температура воздуха опускается до минус 57 °С.

В период эксплуатации обслуживающий персонал следит за исправным состоянием всех элементов блока. При этом особое внимание обращается на сварные швы, фланцевые соединения, включая крепежные изделия, антикоррозионную защиту и изоляцию, дренажные; устройства, опорные конструкции, арматуру (в том числе регулирующие устройства), приборы и средства контроля и автоматизации.

Служба технического надзора предприятия обязана: вести надзор за исправным состоянием и безопасной эксплуатацией блока и соблюдением требований и правил эксплуатации; не реже 1 раза в год производить тщательные контрольные осмотры (время осмотра следует приурочить к одному из очередных ремонтов); вести учет технических освидетельствований и участвовать в их проведении; проверять выполнение графиков ремонта блока; проверять правильность и своевременность записей в паспортах о выполненных ремонтах, технических освидетельствованиях и т. д.

При монтаже и эксплуатации блока выполняются требования, определяемые стандартами безопасности труда.

Площадки обслуживания предназначены для обслуживания технологических штуцеров, предохранительных клапанов и приборов, установленных наверху аппарата.

Сепаратор эксплуатируется на открытой площадке со средней температурой воздуха наиболее холодной пятидневки района с обеспеченностью 0,92 не ниже минус 60 °С.

Сущность рабочего процесса в пределах рабочей зоны, на объектах УПСВ, заключается в выполнении следующих операций: обход и осмотр, контроль параметров оборудования, уборка снега, сливноналивные операции, работы в емкостях, установка и снятие заглушек. Работы выполняются круглогодично.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Значительная территориальная удаленность большей части месторождений от населенных пунктов предполагает преимущественно ведение работ сотрудниками вахтовым методом. Этот вид работ регулируется Трудовым Кодексом Российской Федерации – Глава 47, ст. 297 «Общие положения о работе вахтовым методом». Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. [1] Вахтовый метод представляет собой особую форму осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, в отсутствие возможности обеспечения ежедневного возвращения сотрудников к месту постоянного проживания.

В соответствии со статьей 298 (гл. 47) «Ограничения на работы вахтовым методом» ТК РФ к работам, выполняемым вахтовым методом, не допускается привлечение работников в возрасте до восемнадцати лет, беременных женщин и женщины, имеющих детей в возрасте до трех лет, а также лиц, имеющих противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации. [1]

Согласно тексту статьи 299 главы 47 ТК РФ, под «вахтой» понимается суммарное количество времени, включающее часы выполнения работ на объекте и период отдыха между сменами. Длительность вахты не должна превышать одного месяца. В редких случаях продолжительность вахты может быть увеличена до трех месяцев. Время работы и отдыха в рамках учетного периода устанавливается графиком работы на вахте, утверждаемым работодателем. [1]

На основании статьи 302 «Гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом» главы 47 ТК РФ сотрудникам, которые осуществляют работы вахтовым методом, вместо суточных выплачивается надбавка за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период

вахты и за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно. [1]

5.2 Производственная безопасность

Выполнение данного вида работ сопровождается следующими вредными и опасными факторами (таблица 20), идентифицированными по ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». [19] Кроме того, в таблице 20 приводятся нормативные документы, которые регламентируют действие каждого выявленного фактора.

Влияние вредного производственного фактора на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению трудоспособности. Опасные производственные факторы приводят к травме, в том числе смертельной.

Таблица 22 – Опасные и вредные факторы, выявленные при анализе

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Опасные факторы	
1. Повышенное образование электростатических зарядов	ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.
2. Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты	Министерство труда и социальной защиты Российской Федерации Приказ от 16 ноября 2020 г. N 782н «Об утверждении правил по охране труда при работе на высоте»
3. Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов, воздействующие на работающего при соприкосновении с ним	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
4. Производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой или низкой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги (обморожения) тканей организма человека	СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания». Постановление Минтруда России от 31 декабря 1997г. №70
Вредные факторы	
5. Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения	Требования к освещению устанавливаются СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.
6. Повышенная загазованность рабочей зоны	ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ГОРНЫЙ И ПРОМЫШЛЕННЫЙ НАДЗОР РОССИИ.

	Инструкция по безопасному введению работ при разведке и разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений с высоким содержанием сероводорода. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
7. Прямая и отраженная блескость	ГОСТ Р 50923-03 «Рабочее место оператора. Общие эргономические требования и требования к производственной среде. Методы измерения».
8. Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности СП 51.13330.2011. Защита от шума Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003

Рассмотрим основные наиболее вероятные опасные и вредные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данного вида работ.

5.3 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

Производственные факторы, обусловленные чрезмерно высокой или низкой температурой производственной среды

Так как обслуживание сепаратора проводится на открытой площадке, не представляется возможным обеспечить нормируемые параметры микроклимата. Поэтому, в целях защиты обслуживающий персонал обеспечивается комплектом СИЗ для каждого времени года: На месторождении применяют хлопчатобумажную спецодежду, имеющую удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре). Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски, войлочные и шляпы; глаз - очки (темные или с прозрачным слоем металла) лица - маски с откидным прозрачным экраном. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей, согласно, постановления Минтруда России от 31 декабря 1997г. №70. [19]

Таблица 23 - Виды СИЗ и сроки носки согласно IV климатического пояса

Наименование теплой одежды и обуви	Климатический пояс
	IV
Куртка на утепляющей прокладке	1,5
Брюки на утепляющей прокладке	1,5
Куртка лавсано-вискозная на утепляющей прокладке	–
Брюки лавсано-вискозные на утепляющей прокладке	–
Валенки	2

В соответствии с СанПиНом 1.2.3685-21 во избежание переохлаждения работникам не следует во время перерывов в работе находиться на холоде в течение более 10 минут при температуре воздуха до минус 10° С и не более 5 минут при температуре воздуха ниже минус 10° С. [15]

В обеденный перерыв работники обеспечиваются «горячим» питанием.

Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов, воздействующие на работающего при соприкосновении с ним

Источником неподвижных режущих, колющих, обдирающих, разрывающих частей твердых объектов, воздействующих на работающего при соприкосновении с ними, могут являться острые углы оборудования, выступающие части, края металлоизоляции.

Нормативным документом ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация» предусмотрены средства коллективной и индивидуальной защиты, а именно: средства защиты от воздействия механических факторов (нарушения целостности конструкций; острых кромок и шероховатостей поверхностей заготовок, инструментов и оборудования; острых углов); одежда специальная защитная, средства защиты рук. [11]

К средствам защиты от воздействия механических факторов относятся устройства: оградительные; предохранительные; знаки безопасности.

Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты

При выполнении работ по ежедневному осмотру и обслуживанию оборудования сепаратора, а также ремонтных работ, работ по внутреннему осмотру сепаратора имеется риск падения работающего.

Среди наиболее частых причин падения работников с высоты выделяют несколько групп:

- 1) технические – отсутствие ограждений, предохранительных поясов (привязей), недостаточная прочность и устойчивость лесов, настилов, лестниц;
- 2) технологические – недостатки в технологических картах (проектах производства работ), неправильная технология ведения работ;
- 3) психологические – потеря самообладания, нарушение координации движений, неосторожность действия, небрежное выполнение своей работы;
- 4) метеорологические – сильный ветер, низкая и высокая температуры воздуха, дождь, снег, туман, гололед

На производственных объектах в соответствии с общими требованиями к охране труда разрабатывается инструкция «При выполнении работ на высоте». Целью создания и соблюдения такой инструкции является обеспечение безопасности работников, выполняющих работы на высоте, и лиц, находящихся в зоне производства этих работ. [21]

К средствам коллективной защиты от падения с высоты относятся: устанавливаемые ограждения, защитные сетки, знаки безопасности. При выполнении работ повышенной опасности, не связанных с ежедневным обслуживанием оборудования (ремонт, внутренний осмотр), оформляется наряд-допуск на выполнение работ на высоте, в котором рассматриваются все риски и указываются необходимые страховочные устройства. [21]

5.4 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

Производственные факторы, связанные с аномальным физическим состоянием воздуха

Главным источником формирования данного фактора является скопление вредных и взрывопожароопасных веществ, при работе, связанной с осмотром, чисткой и ремонтом технологического оборудования, а также с установкой и снятием заглушек, что может вызвать отравление парами углеводородов и ожоги при возгорании смеси.

К работам на производственных объектах, где возможна загазованность воздуха выше ПДК (содержание нефтяного газа в воздухе рабочей зоны - 300мг/м^3), допускаются лица не моложе 18 лет, не имеющие медицинских противопоказаний для работы в изолирующих противогазах или дыхательных аппаратах и прошедшие соответствующее обучение, инструктаж и проверку знаний по безопасному ведению работ. При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять газозащитные средства (изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы). [3]

До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов. Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед началом и проведением газоопасных работ.

Предельно допустимые концентрации веществ согласно ГОСТ 12.1.007-76: азота диоксид – 2 мг/м^3 , бензол – 10 мг/м^3 , углерода оксид – 20 мг/м^3 [10].

Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума

Шум достаточно сильно ухудшает условия труда и оказывают вредное воздействие на организм человека. Длительное воздействие шума на организм приводит к потере или ухудшению слуха, снижению остроты зрения, ухудшается внимание, повышается давление крови. Сильное шумовое воздействие может вызвать серьёзные заболевания сердечно-сосудистой и нервной систем.

Уровень шума в операторской не превышает 70 дБ .

Согласно СП 51.13330.2011. Защита от шума предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочем месте следует принимать исходя из таблицы 24. [22]

Таблица 24 – Предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочем месте

Территория	Уровень звукового давления (эквивалентный уровень звукового давления), дБ, в октавных полосах частот со среднегеометрическими частотами, Гц								Максимальный уровень звука, дБ
Территории предприятий с постоянными рабочими местами	107	95	87	82	78	75	73	71	95

Нормативные значения, приведенные в таблице 2, применяются, если производится высококвалифицированная работа, требующая сосредоточенности. Для снижения воздействия производственных шумов на рабочих в полевых условиях можно воспользоваться следующими средствами защиты: рациональная планировка помещения, противозумные наушники, вкладыши.

5.5 Расчет системы искусственного освещения

Недостаточная освещенность рабочей зоны также считается одним из факторов, влияющих на работоспособность человека. Для промышленных предприятий оптимальная освещенность территории и помещений является важной и непростой технической задачей, решение которой обеспечивает нормальные гигиенические условия для работающего персонала. Правильно подобранные источники света и их проектирование создают условия для

производственного труда, корректности выполнения технологических операций, соблюдения правил и техники безопасности.

Главной задачей светотехнических расчётов для искусственного освещения является определение требуемой мощности электрической осветительной установки для создания заданной освещённости.

К средствам нормализации освещения производственных помещений и рабочих мест относятся: источники света, осветительные приборы, световые проемы, светозащитные устройства, светофильтры.

Произведем расчет общего искусственного освещения для помещения участка производственного помещения. В рассматриваемом помещении выполняемая работа требует освещенности $E_n = 300$ лк, согласно СП 52.13330.2016. [5] Параметры помещения: ширина – 6 м; длина – 5 м; высота – 2,8 м. Порядок расчета: выбор типа светильников; определение количества светильников; определение мощности светильников. Для рассматриваемого помещения, исходя из его высоты и технологических особенностей, в качестве источников света будут использованы люминесцентные лампы ЛБ (лампы белого цвета) вместе со светильниками типа ЛВО10-4x18 Вт (длина и ширина светильника 595 мм, высота 81 мм). Для размещения светильников произведем расчет следующих основных параметров:

h_c – расстояние светильников от перекрытия;

$h_n = H - h_c$ – высота светильника над полом, высота подвеса;

h_{pn} – высота рабочей поверхности над полом;

$h = h_n - h_{pn}$ – расчетная высота, высота светильника над рабочей поверхностью;

L – расстояние между соседними рядами;

l – расстояние от крайних светильников или рядов до стены.

Для светильника типа ЛВО-4x36 Вт величина интегрального критерия оптимальности расположения $\lambda = 1.1$.

Высота подвеса светильника $h_n = 2.7$.

$h_c = H - h_n = 2,8 - 2,7 = 0,1$ м.

Высота светильника над рабочей поверхностью:

$$h = h_n - h_{pn} = 2,7 - 0,7 = 2 \text{ м.}$$

Расстояние между соседними рядами светильников L:

$$L = \lambda * h = 1,1 * 2 = 2,2 \text{ м.}$$

$$L/3 = 0,73 \text{ м.}$$

Четырехламповые светильники типа ЛВО10-4х18-004 (004 – зеркальная решетка с 9 внутренними поперечными пластинами) располагаем в два ряда. В каждом ряду по 3 светильника. Разрывы между светильниками в ряду составляют 0,5 м. Учитывая то, что в одном светильнике установлено по 4 лампы, общее количество люминесцентных ламп равняется 24 шт. Индекс помещения: где S – площадь освещаемой поверхности; h – высота светильника над рабочей поверхностью; A – длина помещения; B – ширина помещения.

$$\text{Индекс помещения: } i = \frac{S}{h * (A+B)}.$$

Где S - площадь освещаемой поверхности;

h – высота светильника над рабочей поверхностью;

A – длина помещения;

B – ширина помещения.

Значение коэффициента отражения потолка и стен соответственно:

$p_c = 70\%$ (свежепобеленный), $p_n = 30\%$ (оклеенные светлыми обоями), $p_{пол} = 20\%$. Исходя из этого коэффициент использования принимаем равным $\eta = 0,56$

согласно [30]. Световой поток лампы: $\Phi = \frac{E_n * S * K_z * Z}{N * \eta} = \frac{300 * 30 * 1,5 * 1,1}{24 * 0,56} = 1104,91 \text{ лк,}$

где E_n – нормируемая минимальная освещенность по СП 52.13330.2016, лк; [5]

S – площадь освещаемого помещения;

K_z – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника, равен 1,5 (помещение с малым выделением пыли);

Z – коэффициент неравномерности освещения. Для люминесцентных ламп берется равным 1,1.

N – количество ламп;

η – коэффициент использования светового потока, %.

Исходя из получившегося значения светового потока, выбираем ближайшую стандартную лампу – ЛБ на 20 Вт с потоком 1200 лк. Напряжение в сети 220 В [24]. Делаем проверку выполнения следующего условия:

$$-10\% \leq \frac{\text{Фл.станд}-\text{Фл.расч}}{\text{Фл.станд}} * 100\% \leq +20\%,$$

$$-10\% \leq \frac{1200-1104,91}{1200} * 100\% \leq +20\%,$$

$-10\% \leq 7,92\% \leq +20\%$, (условие выполняется).

Корректировка числа светильников, либо высоты их подвеса не требуется.

Определяем мощность осветительной установки: $P = 24 * 20 = 480$ Вт.

В помещении (размерами 6х5х2,8 м) со свежепобеленным потолком и оклеенными светлыми обоями стенами, следует использовать 6 светильников ЛВО10-4х18 с люминесцентными лампами типа ЛБ 20 Вт с потоком 1200 лк.

5.6 Экологическая безопасность

Нефтяная промышленность, как отрасль подразумевающая проведение большого спектра сложных технологических процессов на опасных производственных объектах, потенциально содержит возможность нарушения экологической обстановки, в связи с чем требуется уделять большое внимание охране окружающей среды.

В соответствии Постановлением Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. N 2398 «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий» производство по переработке и очистке нефти, попутного нефтяного и природного газа относят к объектам I категории, оказывающим значительное негативное воздействие на окружающую среду и относящихся к областям применения наилучших доступных технологий. [23]

Модернизированный сепаратор не представляет опасности для окружающей среды. Блок является герметично закрытым сосудом, поэтому уровень загрязнения атмосферного воздуха, распространения шума, вибрации, электромагнитных полей, радиации и других факторов минимален.

Рассматривая комплекс сооружений полностью, опишем мероприятия, которые необходимо осуществить для защиты природных зон от негативного воздействия в период эксплуатации.

Защита селитебной зоны

Предупреждение загрязнения почв нефтью, нефтепродуктами, различными химическими веществами и сточными водами требует выполнения правил ведения технологических процессов, соблюдения границ выделенных санитарно-защитных зон, оперативное принятие мер по ликвидации аварий и их последствий. Для почв предусмотрены предельно-допустимые значения концентраций вредных химических соединений.

После проведения оценки воздействия производственной деятельности на окружающую среду согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 принимаем ориентировочный размер санитарно-защитной зоны. [24]

Таблица 25– Санитарная классификация предприятий и ориентировочные размеры нормативных санитарно-защитных зон

Класс	Вид производства
Класс I – санитарно-защитная зона 1000 м	Предприятия по добыче нефти при выбросе сероводорода от 0,5 до 1 т/сутки, а также с высоким содержанием летучих углеводородов

Защита литосферы

На состояние литосферы также влияет выброс химических реагентов и углеводородов, вследствие разлива нефти.

Загрязнение литосферы может произойти из-за разлива химических реагентов в почву.

Если произошел разлив и выброс нефтяных эмульсий в почву, необходимо осуществить сбор, срезку растительного слоя толщиной 0,3-0,4 м и переместить во временные отвалы до рекультивации земель, согласно Постановлению Правительства РФ от 10.07.2018 N 800 (ред. от 07.03.2019). [25]

Во избежание разливов углеводородов и химических реагентов необходимо осуществлять постоянный контроль за герметичностью нефтепромысловых объектов, проводить вводные, целевые, внеплановые, первичные инструктажи персоналу, соблюдать правила промышленной безопасности и охраны труда.

Воздействие на гидросферу

Загрязнение при утечке нефтью и нефтепродуктами, приводит к появлению нефтяных пятен.

В целях обеспечения эффективности мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации Правительство Российской Федерации приняло Правила организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации (утв. постановлением Правительства РФ от 15 апреля 2002 г. N 240), согласно которому организации обязаны:

- создавать собственные формирования (подразделения) для ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, проводить аттестацию указанных формирований в соответствии с законодательством Российской Федерации
- немедленно оповещать в установленном порядке соответствующие органы государственной власти и органы местного самоуправления о фактах разливов нефти и нефтепродуктов и организовывать работу по их локализации и ликвидации;
- иметь резервы финансовых средств и материально-технических ресурсов для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов;
- обучать работников способам защиты и действиям в чрезвычайных ситуациях, связанных с разливами нефти и нефтепродуктов;
- содержать в исправном состоянии технологическое оборудование, заблаговременно проводить инженерно-технические мероприятия, направленные на предотвращение возможных разливов нефти и нефтепродуктов и (или) снижение масштабов опасности их последствий;

- принимать меры по охране жизни и здоровья работников в случае разлива нефти и нефтепродуктов;
- создавать и поддерживать в готовности системы обнаружения разливов нефти и нефтепродуктов, а также системы связи и оповещения. [26]

Защита атмосферы

В ходе технологической подготовки газа, возникают ситуации, когда необходимо попутный газ отводить на факеле низкого давления.

При горении факела низкого давления в атмосферу выбрасывается сажа (С), диоксид азота (NO₂), оксид углерода (CO₂) и метан (CH₄). Эти вещества создают серьезные проблемы с точки зрения защиты окружающей среды, а сжигание метана ведет к неэффективному использованию товарного продукта.

Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 8 ноября 2012 г. №1148, не менее 95% попутного газа (ПГ) должно использоваться рационально, лишь 5% возможно сжигать на факелах. В случае неисполнения данных норм недропользователь облагается штрафами, размеры которых ежегодно возрастают. Так или иначе при сжигании даже регламентированных количеств попутного газа происходит загрязнение атмосферы. [27]

В качестве борьбы с загрязнением атмосферы помогает тщательно разработанная технологическая схема блочной компрессорной станции (БКС), на которую будет отводиться до 100% газа, ранее отводившегося на факел низкого давления.

5.7 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Среди чрезвычайных ситуаций, которые могут возникнуть пределах рабочей зоны (территории опасного производственного объекта): длительное отключение электроэнергии; механическое повреждение оборудования, сооружений и конструкций; взрывы и пожары, вызванные утечкой взрывоопасных веществ; разгерметизация трубопроводов высокого давления и корпусов насосного оборудования. Из них наиболее типичными являются

разрушение (разгерметизация) оборудования, выброс (истечение) нефти, пожар. [28]

Опасная ситуация при работе сепаратора может возникнуть при неправильной его эксплуатации. Чрезвычайные ситуации могут возникнуть при утечке нефтепродуктов, газа из аппарата. Основными принципами обеспечения пожарной безопасности сепаратора являются:

1) организация пожаровзрывобезопасного проведения технологического процесса;

2) использование современных технических решений, систем предупреждение пожара, противопожарной защиты, а также проведение организационно-технических мероприятий;

3) выполнение требований действующих нормативных документов, направленных на обеспечение пожарной безопасности объектов нефтегазового комплекса. [28]

Эксплуатация сепаратора производится в строгом соблюдении и поддержании технологического режима с параметрами, не превышающими указанные в технической документации аппарата.

Основным методом контроля за надежной и безопасной работой блока является его техническое освидетельствование, при котором проверяется состояние аппарата, трубопроводов, арматуры, средств КИП и А и других элементов, входящих в него.

Техническое освидетельствование сепаратора проводится перед пуском в эксплуатацию (первичное техническое освидетельствование), периодически в процессе эксплуатации, внеочередное техническое освидетельствование.

Как правило, периодическое техническое освидетельствование сепаратора совмещают по времени с планово-предупредительным ремонтом блока, а также с остановкой на ремонт установки или линии. [18]

Периодичность технического освидетельствования с участием представителя Ростехнадзора. [29]

Когда аппарат размещают в сторону аппаратов со сжиженными газами (при расстоянии от установки до аппаратов менее 80 метров), между ними устанавливают глухую стенку высотой 5 - 5,5 м, а по верху устанавливают трубу для паровой завесы или предусматривают водяную завесу вокруг установки с использованием водяных оросителей, которая включается автоматически от газоанализаторов.

Основными взрыво- и пожароопасными веществами, находящимися в сепараторе, являются: нефть и попутный газ. Класс взрывоопасной зоны по ПУЭ В Iг; категория и группа взрывоопасной смеси - ПАТ1 (газ), ПАТ3 (нефть). [16] Для аппарата предусмотрены меры по максимальному снижению пожаровзрывоопасности технологического процесса:

- предотвращение взрыва и пожара в блоке управления установки;
- максимальное ограничение выбросов горючих веществ в атмосферу при аварийной ситуации;
- снижение тяжести последствий взрывов и пожаров.

Предусматривается автоматическое перекрытие топливной линии при обрыве факела.

Установка оснащена целым рядом вспомогательных средств, включающих следующие устройства и приборы: рабочие манометр, датчики температуры дымовых газов, датчики высокого и низкого уровня, термометры, температурные датчики на входе на установку и с установки, датчики давления, нефтяной и водяной турбинные расходомеры, монитор содержания воды в нефтяной выкидной линии.

Электроприёмники системы противопожарной и противовзрывной системы по степени надёжности относятся к первой категории по ПУЭ, их электроснабжение осуществляется от двух независимых источников питания.

Имеются автоматические сигнализаторы до взрывоопасных концентраций, дающие сигнал на включение вентиляции при достижении 20 % и отключение технологического оборудования при достижении

загазованности 50 %, с включением сигнала устройства звуковой и световой сигнализации.

Технологическая схема и комплектация основного оборудования обеспечивают непрерывность производственного процесса за счет оснащения технологического оборудования системами автоматического регулирования, блокировки и сигнализации.

Выбор систем контроля, управления, противоаварийной автоматической защиты (ПАЗ), связи и оповещения об аварийных ситуациях по надёжности, быстродействию, допустимой погрешности измерительных систем и другим техническим характеристикам осуществляются с учётом особенностей технологического процесса на основе анализа опасностей, условий возникновения и развития возможных аварийных ситуаций.

На установке предусмотрены предохранительные клапаны для предотвращения образования избыточного давления в ёмкости.

Датчик высокого уровня предотвращает слишком высокий подъем уровня жидкости и выход ее через систему сброса газа.

Контрольная система отслеживает любые отклонения давления и температуры, выходящие за пределы рабочих параметров. [18]

Аппарат останавливают в следующих случаях:

- 1) при повышении давления и температуры выше разрешенных технической документацией;
- 2) при обнаружении в элементах блока трещин, выпучин, пропусков, потения в сварных швах, течи в болтовых соединениях;
- 3) при неисправности или неполном количестве крепёжных деталей фланцевых соединений;
- 4) при неисправности или отсутствии предусмотренных проектом контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации;
- 5) при отказе в работе системы автоматизации;
- 6) при возникновении пожара, непосредственно угрожающего блоку.

В сепараторе предусмотрена предупредительная и аварийная сигнализации для давления в аппарате (повышение давления: 2,2 МПа – предупредительная сигнализация; 2,5 МПа – аварийная сигнализация; понижение давления: 0,5 МПа – предупредительная сигнализация; 0,3 МПа – аварийная сигнализация); для уровня нефти в аппарате (повышение уровня: 75 % – первый порог предупредительной сигнализации; 90 % – второй порог предупредительной сигнализации; понижение уровня: 25 % – первый порог предупредительной сигнализации; 10 % – второй порог предупредительной сигнализации).

Площадка оснащена огнетушителями порошковыми, пожарным инвентарем, который устанавливается около входа.

Обязательными являются действия: разработать, повесить на видном месте в виде таблички план эвакуации персонала при возникновении аварийной ситуации. Должна быть предусмотрена связь с аварийными, пожарными службами, оповещение работающих об опасности, назначены ответственные за проведение аварийно-спасательных работ.

Для осуществления контроля за скоростью коррозии расчетных элементов блока не реже одного раза в два года производят замер толщины стенки аппарата неразрушающими методами контроля.

Использование регулирующей арматуры в качестве запорной и запорной в качестве регулирующей не допускается.

В случае образования в элементах сепаратора ледяных или гидратных пробок ликвидация их должна производиться введением ингибиторов или горячего газа, или обогревом паром, горячей водой. Разогрев огнём запрещается.

Для безопасной работы сепаратора проводят следующие работы:

- 1) наружный осмотр элементов блока (аппарата, трубопроводов, арматуры и т. д.);
- 2) внутренний осмотр аппарата;

- 3) промер в нескольких местах, наиболее подверженных износу, толщины стенки трубопроводов, арматуры;
- 4) проверка состояния фланцевых соединений, уплотнительных поверхностей, прокладок, крепежных изделий, а также фасонных частей трубопроводов (тройников, отводов, переходов и т. д.);
- 5) проверка и регулировка установленной на блоке арматуры и системы контроля и автоматизации.

Внутренний осмотр производится с целью выявления состояния внутренних поверхностей и влияния среды на стенки аппарата, трубопроводов и арматуры.

Внутренняя поверхность элементов сепаратора, подвергающихся осмотру, очищают от грязи и отложений.

При чистке внутренней поверхности элементов блока от отложений или невыясненных осадков эти поверхности увлажняют водой.

В зонах недоступных для внутреннего осмотра применяют приборы с гибкими телескопическими жгутами (эндоскопы). При отсутствии этих приборов проводят дефектоскопию ультразвуковым методом основного металла (ультразвуковая толщинометрия) и металла сварных швов.

Изоляция частично или полностью удаляют, если имеются признаки, указывающие на возможность возникновения дефектов металла под изоляцией (следы промокания изоляции и т. д.).

Дефекты, обнаруженные в процессе технического освидетельствования, устраняют с последующим контролем исправленных участков. Методы и качество устранения дефектов обеспечивают необходимую надёжность и безопасность работы блока.

Если при техническом освидетельствовании блока окажется, что величина коррозионного и эрозионного износа превышает допустимые величины или обнаружены серьёзные дефекты в зоне сварных швов и в основном металле, то работа блока должна быть запрещена.

Класть инструменты, материалы, спецодежду, и другие предметы во внутренние полости элементов блока при их осмотрах и ремонтах категорически запрещается.

На время перерывов в работе свободные концы блока закрывают заглушками или пробками. [18]

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Значение всех производственных факторов на изучаемом рабочем месте соответствует нормам, которые также были продемонстрированы в данном разделе. Категория помещений на установке по электробезопасности согласно ПУЭ соответствует третьему классу – «особые помещения повышенной опасности» [13]. Согласно правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок персонал должен обладать I группой допуска по электробезопасности. Присвоение группы I по электробезопасности производится путем проведения инструктажа, который должен завершаться проверкой знаний в форме устного опроса и (при необходимости) проверкой приобретенных навыков безопасных способов работы или оказания первой помощи при поражении электрическим током [14].

Категория тяжести труда на установке подготовки нефти и газа по СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" относится к категории 3.1 (работы, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся физическим напряжением) [15].

Установка относится к классу опасности производственных объектов 1. Рассмотренный объект, оказывающий незначительное негативное воздействие на окружающую среду, относится к объектам III категории [16].

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.
2. ВСН 39.1.06-84 «Перечень технологического оборудования объектов основного производства обустройства нефтяных месторождений, подлежащего размещению на открытых площадках».
3. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
4. ГОСТ 12.1.003-2014 (2015) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартинформ, 2015. – 25 с.
5. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.
6. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
7. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
8. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
9. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.
10. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
11. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
12. РД 08-200-98 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
13. Правила использования электроустановок URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200030216>.
14. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок от 15 декабря 2020г. N 903н URL: <https://docs.cntd.ru/document/573264184>

15. Санитарные правил и норм СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" URL: <https://docs.cntd.ru/document/573500115>
16. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200071156>
17. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
18. Технологический регламент по эксплуатации УПСВ «Юг» Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения
19. ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»
20. Постановление Минтруда РФ от 31.12.1997 N 70 (ред. от 17.12.2001)
21. Инструкция по ОТиПБ «При выполнении работ на высоте»
22. СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 (с изменениями № 1,2)
23. Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. N 2398 «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий»
24. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03
25. Постановление Правительства РФ от 10 июля 2018 г. N 800 "О проведении рекультивации и консервации земель" (с изменениями и дополнениями)
26. Правила организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации (утв. постановлением Правительства РФ от 15 апреля 2002 г. N 240)
27. Постановление Правительства РФ от 8 ноября 2012 г. N 1148 "Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ,

образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа"

28. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности"

29. Приказ Министерства энергетики РФ от 14 мая 2019 г. N 465 "Об утверждении Правил проведения технического освидетельствования оборудования, зданий и сооружений объектов электроэнергетики"

30. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий

31. ГОСТ 31827—2012 «Сепараторы жидкостные центробежные»

Приложение А
(справочное)

**MODERNIZATION OF HORIZONTAL SEPARATORS OF THE PRE-
DISCHARGE WATER INSTALLATION AT THE VANKOR OIL AND
GAS CONDENSATE FIELD (KRASNOYARSK TERRITORY)**

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2БМ11	Прокопьев Владимир Дмитриевич		

Руководитель ВКР

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

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШОН

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Надеина Луиза Васильевна	к.филол.н.		

INTRODUCTION

Liquid separation (separation of oil, gas and water) in various separators is carried out for:

- 1) obtaining petroleum gas used as chemical raw materials or fuel;
- 2) reducing the mixing of the oil and gas flow and thereby reducing hydraulic resistance;
- 3) decomposition of the resulting foam;
- 4) separation of water from oil during the production of unstable emulsions;
- 5) reducing pulsation when transporting oil from the first stage separators to the oil treatment unit.

The losses of light oil fractions during subsequent transportation and storage depend on the separation processes. It has been established that with instantaneous separation of oil (with a sharp decrease in pressure), the entrained amount of heavy hydrocarbons by a fast-moving stream of free gas increases significantly.

With step separation by step pressure selection at the stages, it is possible to achieve the release of mostly free gas. Therefore, if fisheries do not have stabilization installations, it is necessary to separate as far as possible by methods with minimal losses of gasoline fractions. One of them is step separation.

However, multi-stage oil separation of oil should not only reduce the loss of light fractions with gases, but also sharply the oil loss of light free gases, with the release of which in tanks increases the loss of oil during «breathing».

1 Geological section

1.1 General information about the deposit

The Vankor oil and gas condensate field is administratively located on the territory of the Turukhansky and Dudinsky districts of the Taimyr municipal district of the Krasnoyarsk Territory. Regional centers: the village of Turukhansk is located 300 km southwest of the field, the city of Dudinka is 140 km to the northeast. In the same direction, 200 km away, is the city of Norilsk.

The Vankor oil and gas condensate field is located in two license areas. The right to use the Vankorsk license area for hydrocarbon extraction and geological exploration of the southern part of the Vankorsk deposit belongs to CJSC «Vancorneft» on the basis of the License KRP 12564 HP from 02.08.2004. (agreement expiration date 31.12.2017). At the North-Vankorsky license area, Vankorneft CJSC carries out geological exploration and development of the northern part of the field on the basis of License DUD 14356 NR dated December 13, 2007 (the license expires on May 15, 2025).

CJSC "Vankorneft" (ind. 660049, Russia, Krasnoyarsk, Mira street, building 19
Phone: +7 (391) 274-56-99, Fax: +7 (391) 274-56-45) is an integral part of OJSC NK Rosneft (Russia, ind. 115035, Moscow, Sofiyskaya embankment, 26/1 , Phone: +7 (495) 777-44-22, Fax: +7 (495) 777-44-44, Telex: 114405 DISVO. RU).

The deposit and surrounding regions lack a permanent road infrastructure. Igarka, a city positioned 140 km southeast of the site, boasts a substantial river port and an airport that can accommodate large aircraft.

The materials and equipment required are transported via the Yenisei River to the city of Igarka. The waterway from Krasnoyarsk to Igarka spans the entire length of the river.

The Yenisei measures 1747 km in length. The Vankor field area exclusively receives the bulk of cargo during winter when the swamps freeze, enabling the operation of temporary winter roads. On average, the distance from Igarka city to the deposit area via the winter road is approximately 150 km.

The most economically attractive way to deliver large consignments of cargo (total volume up to 35 thousand tons) to the Vankor field area is the expeditionary delivery by caravan of ships of the Yenisei Shipping Company. This caravan travels along the river, specifically Bolshaya Kheta, directly to the fishing base, which is located 430 km from the river mouth. This approach minimizes the need for intermediate loading and unloading operations, resulting in shorter delivery times. However, it's important to note that navigating along the river is only possible with

a fleet of shallow-draft barges (up to 1000 tons) and limited to the month of June. Consequently, the overall efficiency and clarity of the entire transportation scheme are of utmost importance. In this connection, the overall coherence and clarity of the entire transport scheme is of great importance: timely accumulation of goods in the winter at the sites of ports, whose berths are not flooded in the spring (Les Siberian port, Krasnoyarsk port) formation and dispatch of a powerful convoy of ships, unloading in a short time at the Customer's berths (Vankor, Suzun). The main transshipment base for delivering large and heavy cargo, intended for the construction of a support base for the Vankor field, is located on the left bank of the Yenisei River, 12 km downstream from the port of Igarka. Priluki serves as the main transshipment base for the delivery of large and heavy cargo intended for the construction of a support base for the Vankor field.

There is no railway connection in the area under consideration; supply by rail is possible either to the city. Krasnoyarsk, or through the transport network of Western Siberia to the station. Purpe and Korotchaevo and further, either by water transport or by winter road.

The closest fields in commercial operation: Messoyakha, Yuzhno- and Severo-Soleninskoye, are located 160-180 km northwest of Vankor. A gas pipeline to the city of Norilsk and a condensate pipeline to the city of Dudinka, where there is a condensate-processing workshop, connect these fields. 200 km southwest of the Vankor field The Zapolyarnoye field is located, where the nearest point of the main gas pipeline of the Transgaz system is located.

Oil is transported via an oil pipeline with a diameter of 820 mm from the Vankor field to the Purpe oil pumping station. The oil pipeline is designed to pump hydrocarbon volumes of 25 million tons/year. The total length of the route is 543 km (556,5 km along the pipeline axis, taking into account compensators).

The Vankor field and the Vankor – Purpe oil pumping station route are located in the permafrost zone. Mainly sandy loams, light loams with inclusions of gravel, pebbles and boulders, as well as silty and fine sands and peat bogs, represent permafrost soils. The location of permafrost soils is not uniform; during the

construction of any infrastructure facilities, it is necessary to conduct surveys to determine the specific conditions for the construction of infrastructure facilities.

The cryogenic texture of sands is massive, sandy loams and loams are layered. On heaving mounds and in swamp areas near lakes, layers of ice up to 20-30 cm thick are found in the sediments.

When the temperature regime of permafrost is violated, due to high ice content, they produce heavy precipitation. The relative precipitation during soil thawing is 0,09-0,4 unit units, for peatlands it is more than 0,4 unit unit.

Permafrost soils with a relative settlement during thawing of 0,1 units. and less refer to non-subsidence soils, with a settlement during thawing from 0,1 to 0,3 units. – for subsidence soils, more than 0,3 units. - to highly subsidence ones.

Production drilling at the license area has been carried out since 2006.in accordance with the “Technological scheme for the development of the Vankor field” (protocol of the Rosnedra Central Committee dated 01.06.2006 No. 3662). At the moment, the current technological document is the “Addendum to the technological scheme for the development of the Vankor field” of 2011 (protocol of the Rosnedra Central Committee No. 5299 dated December 23, 2011).

Electricity supply to the Vankor field facilities is provided by gas turbine power plants running on natural gas and diesel power plants.

The area is classified as sparsely populated with a population density of less than 1 person per sq. km.

No minerals other than oil, condensate and gas were discovered on the territory of the Vankor oil and gas condensate field.

1.2 Natural and climatic conditions of the field area

The climate of the region is sharply continental. The territory is located in a zone of constant invasion of cold Arctic air masses from the Arctic Ocean and is characterized by long cold winters (8-9 months) and moderately warm summers, large annual and daily differences in air temperatures. The duration of the winter period is 8 months, from October to May. The average annual air temperature is minus 10 °C. The coldest months are December, January, February: the average

temperature is minus 26 °C, on some days the air temperature drops to minus 57 °C. A stable snow cover forms in early October. The thickness of the snow cover is uneven: in flat areas - up to one meter, in ravines and gullies - up to 3,0 m. The destruction of stable snow cover begins in mid-May and ends by mid-June. The average annual precipitation is about 450 mm, with the greatest amount of precipitation occurring in August - September. In the spring-summer period, winds from the north and north-west prevail in the area, and in winter – from the south and south-west. The maximum wind speed reaches 25 m/s, the average wind speed is 5-7 m/s.

The deposit is located in a permafrost zone. On average, the thickness of this zone is 450-480 m, the thickness of the active layer is 0,5-1,0 m.

The hydrographic network belongs to the river basin. Bolshaya Kheta and its tributaries (Lodochnaya River, etc.). The B. Kheta River is navigable for small-tonnage (displacement up to 1000 tons) vessels in the spring for 25-30 days from the field site to the mouth, where it flows into the river. The Yenisei, which is the main transport system of the Krasnoyarsk Territory, and flows 100 km to the east Place of Birth. The width of the B. Kheta River at the mouth reaches 500 m, in the area of the deposit - 200 m. The Lodochnaya River is not navigable, about 50 m wide, 0,3-2,0 m deep. Ice drift begins from the upper reaches of the river in mid-April and ends in the middle June. At the same time, ice drift ends on the river. Yenisei (Igarka village, June 5-8, Dudinka - June 20-25). Freeze-up begins in early October, navigation duration is 130 days.

2 Description of the technological scheme of UPSV-Yug

The Yug water pre-discharge installation from the oil treatment facility at the Vankor field is a complex of structures for collecting and preparing crude oil coming from oil wells, transporting oil prepared to marketable standards into the main oil pipeline, as well as separating associated petroleum gas and preparing formation water for use in PPD system.

Design capacity of the installation:

- by liquid, thousand m³/day 54,046;
- by water, thousand m³/day 49,157;
- for oil, thousand tons/day 36,986;
- for gas million Nm³/day 22,082.

Current installation performance:

- by liquid, thousand m³/day 70,332;
- by water, thousand m³/day 42,946;
- for oil, thousand tons/day 23,385;
- for gas million Nm³/day 12,266.

Oil well products are supplied to the receiving and launching unit for treatment devices.

At the site of the cleaning and diagnostic system (SOD) unit there is a pressure control unit URD-1 and a pressure control unit URD-4, which ensure equalization and maintenance of the pressure of the oil emulsion entering the South water treatment unit, depending on the operating mode of the well stock and the operating mode of the oil emulsion unit.

The oil and gas mixture from the SOD site through pressure control units URD-1 and URD-4 through two DN 800 pipelines is supplied for degassing to slug catchers S-2, S-3, connected in parallel, after which the oil and gas emulsion enters slug catcher S-1.

Primary degassing of the water-oil-gas emulsion occurs in slug catchers S-2, S-3 (first stage pressure $P = 2,0-2,5$ MPa), secondary degassing - in apparatus S-1. Gas from slug catchers S-2, S-3, through UUG-2, is supplied to the receiving unit for launching treatment devices, and then to the central station for further transportation to the main gas pipeline system of Gazprom PJSC.

The liquid from the outlet of slug catchers S-2, S-3 through level control valves is supplied for further degassing into the slug catcher S-1 and then supplied for heating to track heaters PP 1-4 and block tube furnaces PTB-10/5, 6, 7, 8.

In track heaters PP 1-4 (F20001-F20004) and block tubular furnaces PTB-10/5,6,7,8, the oil emulsion is heated to a temperature of 30-55 °C. The heated

emulsion is released from the track heaters PP 1-4 and block tube furnaces PTB-10/5, 6, 7, 8 enters separators-drip eliminators S-4,5,6,7.

Four drop eliminators with partitions were installed for installation. The drip eliminator is a horizontal apparatus with a nominal volume of $V=220 \text{ m}^3$ with elliptical bottoms, internal devices, piping, shut-off and control valves and instrumentation equipment. The emulsion entering the droplet eliminators at a temperature of $t=30-55 \text{ }^\circ\text{C}$ is separated into oil, water and gas.

Water from droplet eliminators S-4,5,6,7 enters the formation water equalization tank R-2 or R-1 for sedimentation. After settling in the equalization tank, the formation water is supplied to the formation water treatment plant.

Oil from droplet eliminators S-4,5,6,7 is collected in a collector and sent to degassers DG-1, DG-2, where the final degassing of the oil occurs at a pressure of up to 0,15 MPa.

Gas from degassers DG-1, DG-2 through the low-pressure flare separator FSND, UUG-1 is discharged for combustion into the FZT flare.

From the degasser DG-1 (V20014), oil at a pressure of up to 0,15 MPa enters the electrostatic coagulator EKG-1 for dehydration and desalting under the influence of an electric field. From the degasser DG-2, oil at a pressure of up to 0,15 MPa enters the electrostatic coagulator EKG-2 for dehydration and desalting under the influence of an electric field.

To obtain commercial oil with a residual water content of 0,5%, it is necessary to ensure that the water content in the oil at the entrance to the electrocoagulators is no more than 5,0%.

Oil from electrocoagulators EKG-1, EKG-2 is sent through control valves to receive pumps with the help of which it is pumped into technological oil tanks R-301/1,2.

3 Features and classification of separators

In the process of lifting liquid from wells and transporting it to the central point for collecting and preparing oil, gas and water, the pressure gradually decreases

and gas is released from the oil. The volume of released gas increases as the pressure in the system decreases and is usually several tens of times greater than the volume of the liquid. Therefore, at low pressures, their joint storage and sometimes collection become impractical. They have to be collected and stored separately.

The process of separating gas from oil is called separation. The apparatus in which gas is separated from oil well production is called a separator.

Often the removal of free gas from oil is carried out in several places. Each point where separated gas is removed is called a gas separation stage.

Multi-stage separation is used to gradually remove free gas as pressure decreases.

The oil and gas mixture from the well is first sent to a high-pressure separator, in which the bulk of the gas is separated from the oil. This gas can be transported over long distances under its own pressure.

From the high pressure separator, the oil enters the medium and low pressure separator for final separation from the gas. Separation of gas from oil can occur under the influence of gravitational and inertial forces and due to the selective wettability of oil. Depending on this, gravitational, inertial and film separations are distinguished, and separators are gravitational, hydrocyclone and louvered.

Gravity separation occurs due to the difference in the densities of liquid and gas, i.e. under the influence of their gravity. Separators operating on this principle are called gravity separators.

Inertial separation occurs during sharp turns of the gas-oil flow. As a result of this, the liquid, being more inertial, continues to move in a straight line, and the gas changes its direction. As a result, they separate. The operation of a hydrocyclone separator is based on this principle, carried out by feeding a gas-oil mixture into a cyclone head, in which the liquid is thrown to the inner surface and then flows down into the oil space of the separator, and the gas moves along the center of the cyclone. Film separation is based on the phenomenon of selective wetting of liquid on a metal surface. When a gas flow with some oil content passes through louvered nozzles (droplets), drops of oil, in contact with a metal surface, wet it and form a continuous

liquid film on it. The liquid on this film holds quite well and when it reaches a certain thickness it begins to continuously flow down. This phenomenon is called the film separation effect. Louvre separators operate on this principle.

There are also two known methods for regulating the liquid level in separators.

1. Volumetric method. Accumulation of liquid to the upper level in the separator and its discharge from the separator to the lower level. This cycle is repeated systematically, the liquid remains in the separator for quite a long time.

2. Maintaining an adjustable level. In this case, the fluid flow is measured by Coriolis, ultrasonic or turbine flow meters. Regulator valves provide proportional fluid flow. The latter is removed from the separator as it arrives.

The most widespread in oil fields are horizontal separators, which are characterized by increased throughput with the same volume of apparatus, better separation quality, and ease of maintenance and inspection compared to vertical separators.

Currently, two-phase horizontal separators of the NGS type and the UBS type are produced. Along with two-phase separators, the production of three-phase separators has been organized, which, in addition to separating gas from oil, also serve to separate and discharge free water. Three-phase separators include installations of the UPS type. The listed separation plants serve as technological equipment for central collection and treatment points for oil, gas and water.

Separators of the NGS type are designed for separating gas from oil well products at the first and subsequent stages of oil separation, including hot separation at the last stage.

In Russia, horizontal oil and gas separators (OGS) are mainly used. The design of the NGS is determined mainly by the following factors:

- efficiency of gas and liquid separation: liquid entrainment by gas - up to $0,1 \text{ g/m}^3$, about 0,01%; entrainment of free gas by liquid - up to 1%, i.e. liquid purification is two orders of magnitude lower than gas purification;
- efficiency of oil degassing, which is especially important in the final stages of separation.

The separation of oil and gas in typical oil-gas stations occurs in two or three stages:

- 1) Previously on the corner liquid bumper;
- 2) On a shelf defoamer (for separation of foamy oil);
- 3) Finally, in drop eliminators of string design.

The width, height, and length of the droplet eliminator are 430x245x108 mm, respectively. Drop eliminators are installed in separators with a diameter of 1200-3400 mm in the amount of 2-16.

The oil industry also uses vertical gas separators (GS) for fine gas purification after oil and gas separators. NGS are designed for pressures of 0,6-6,4 MPa. At higher pressures (10-16 MPa), horizontal separators of the same design are used according to individual projects. Vertical gas separators (GS), designed for a pressure of 0,6-8,8 MPa.

An NGS type separator consists of a horizontal tank 1, equipped with nozzles for product inlet 2, oil outlet 10 and gas 7. Inside the tank, directly at the inlet pipe for the oil and gas mixture, a distribution device 3 and inclined chutes (deflectors) 4 and 5 are mounted. Near the pipe through which the gas exits, horizontal 8 and vertical 6 mesh fenders are installed. In addition, the device is equipped with fittings and couplings for mounting alarm devices and automatic control of the operating mode.

The gas-oil mixture enters the apparatus through the inlet pipe 3, changes its direction by 90°, and with the help of a distribution device, the oil together with the residual gas is directed first into the upper inclined chutes 4, and then into the lower 5. The gas separated from the oil first passes through a vertical drop separator 6, and then horizontal 8. These droplet eliminators perform fine purification of gas from dropping liquid (efficiency over 99%), which eliminates the need to install an additional gas separator.

The separated oil accumulated in the lower liquid collection section of the separator is sent through the outlet pipe 10 to the next separation stage or, in the case of using the apparatus at the last stage, to the tank. To eliminate the possibility of

funnel formation and gas entering the flow line, disk 9 is installed above the oil outlet pipe. The complex of instruments and automation equipment provides:

- automatic control of the working level of the oil and gas mixture in the separator;
- automatic protection of the installation (cessation of supply of oil and gas mixture to the separator) in case of:
 - a) emergency increase in pressure in the separator;
 - b) abnormally high liquid level in the separator;
- signaling to the control unit about emergency operation modes of the installation.

Oil and gas separator NGS according to GP 805.00.000 is designed for separation of gas-oil mixture at the first, intermediate and final stages in gathering systems and oil treatment plants.

Separation units with preliminary water discharge of the UPS type are designed to separate gas from watered oil and discharge free formation water while simultaneously taking into account the amount of dehydrated oil and water leaving the apparatus. UPS-type units for a working pressure of 0.6 MPa are produced in the following modifications: UPS-3000/6M, UPS-A-3000/6, UPS-6300/6M and UPS-10000/6M. At the same time, all modifications of the UPS were developed for a working pressure of 1,6 MPa.

The following designations are used in the installation code: UPS - installation with preliminary water discharge; A - in anti-corrosion design; the first number after the letters is the liquid throughput (m^3/day); the second digit is the permissible operating pressure (kgf/cm^2); M - modernized.

Automated installations are made in a monoblock and consist of the following main parts: a water separation and discharge unit, shut-off and control valves, a monitoring and control system.

The water separation and discharge unit is divided by a blind spherical partition into two compartments - separation A and settling B. Each compartment has a manhole, a safety valve and drainage fittings.

In the separation compartment, for more complete separation and to prevent foaming, an oil spill shelf 2 is provided. For uniform flow in parallel operating units,

the separation and settling compartments have fittings for connecting them through liquid (in the lower part) and gas (in the upper part).

In the settling compartment, for more complete use of the tank volume, there is a liquid distributor 3 at the inlet, a perforated pipe with a fitting for water outlet 8 and two fittings 5 and 6 for oil outlet. The location of the oil outlet fittings allows the installations to operate in full and partial filling modes. The UPS-6300 installation uses an external drop separator 4, installed above the settling section.

The installation works as follows. The well production enters separation compartment A through nozzle 1 and oil spill shelf 2, where gas is separated from the liquid phase. The separated oil gas is discharged through the level regulator into compartment B, from where through the drop separator 4 and the pressure regulator into the gas manifold.

If the installation is used at the first stage of separation, a gas pre-selection unit (depulsator) is provided. When using the installation at the second stage of separation, installation of a gas pre-selection unit is not required.

The oil-water emulsion from compartment A is pressed into compartment B under the influence of gas pressure. The permissible pressure difference between compartments B and A is not more than 0,2 MPa (depending on the length of the droplet generator between the compartments).

The water-oil emulsion enters the settling compartment B through the inlet distributor 3. In this case, the main part of the jets flowing from the distributor moves radially, and the smaller part moves in the direction of the nearest elliptical bottom of the apparatus. Reaching the walls of the apparatus and losing kinetic energy, the emulsion jets are reflected and take a horizontal direction along the apparatus. The settled water is discharged through a perforated pipeline 8. Pre-dehydrated oil is discharged through fittings 5 and 6 connected to a perforated pipe 7 located in the upper part of the tank.

The control and management system must carry out:

- regulation of the oil-gas level at 2400 mm;
- regulation of the oil-water level at 900 mm;

- regulation of pressure in the process tank;
- measurement of the amount of pre-dehydrated oil;
- measuring the amount of water discharged;
- measurement of the amount of circulating water;
- signaling of reaching specified limit values of pressure and oil level in the tank;
- emergency cut-off at the product inlet when the oil level in the apparatus reaches 2600 mm and the specified pressure;
- measurement of pressure and temperature. When operating in full filling mode, there is no oil-gas level regulation and emergency level signaling; pre-dehydrated oil is discharged through the upper fitting 5 connected to the perforated pipe, and fitting 6 is closed.

Separation block units with pumping are designed for separating oil from gas and supplying separated oil under pump pressure to oil treatment facilities in sealed collection and treatment systems for oil, gas and water.

The installations mainly consist of a separation unit, a collector unit, a measurement and control unit, an automation system complex, inter-unit communications piping, shelter and service areas. Separators of appropriate capacity and operating pressures are used as separators. The operation of the installation is based on the preliminary selection of gas from the gas-oil mixture in a depulsator, final degassing in a process tank and supply of oil under pump pressure to oil treatment facilities.

The first two types of installations include two pumping units and the third type - three pumping units. The separated gas is discharged to droplet eliminator, where it is divided into two streams and, passing through two mesh eliminators, is cleared of droplet oil and sent to the gas pipeline.

4 Basis for reconstruction and modernization

4.1 Basis for reconstruction of gas separators C2, C3

This project addresses the solution to problems identified during the operation of a two-phase horizontal separator (slug catcher) produced by JSC

Dzerzhinskkhimmash, operated at a preliminary water discharge plant as a first-stage separator.

The identified observations showed that the separator has low productivity. This is explained by the fact that the separation process in this vessel occurs at a low level due to ineffective and poor-quality operation of internal devices.

When stopping the separator, its internal inspection was carried out (see Appendix B). These damages to the structure of the gas outlet unit, as can be seen from the illustrations, are a consequence of its low throughput and design flaws.

During the patent information review, the main advantages and disadvantages of various types of separators were identified. To eliminate the above comments, solutions have been proposed to modernize the internal equipment of the separator.

4.2 Foundation for rebuilding gas separator C1

The maximum productivity of UPSV-Yug achieved during the operation period is equal to:

- by liquid, thousand m³/day 77,896;
- by water, thousand m³/day 48,0.

In accordance with the production profile of the Vankor field for 2016 - 2020, the maximum volume of liquid production will be 86,2 thousand m³/day, the maximum volume of formation water will be 70,5 thousand m³/day.

The excess of the design parameters of the installation with predicted production will be 32,154 thousand m³/day for liquid, 21,3 thousand m³/day for formation water.

It is obvious that with the current productivity of UPSV-Yug it is impossible to achieve planned production indicators, therefore, reconstruction of the installation equipment is required with the possibility of providing additional discharge of produced water.

5 Technical proposal

5.1 Reconstruction of separators C2, C3

5.1.1 Changing the geometric shape of the fender C2, C3

The basis is to replace the flat impact table with a cone. This design of the fender will make it possible to evenly distribute the flow movement in different directions and increase the contact surface of the gas-oil mixture with the cone, which in turn should improve the separation of liquid at the inlet.

5.1.2 Installation of a louvered partition

This partition is a welded structure divided into several compartments. Each compartment has eight equal-flange guides, each of which has grooves for installing blinds in a horizontal position. The compartments are separated from each other by metal sheets. The entire structure in the lower part rests on massive corners lying on supports. To prevent the blinds from moving freely in the grooves, it is provided that they are pressed by means of aluminium alloy corners, which in turn are attached to the corresponding guide corners by means of a bolted joint. Fastening of the structure to the separator body is ensured by welding with the use of additional intermediate linings.

In this particular scenario, the design incorporates a partition that serves as a means to stabilize the gas-oil mixture flow. By encountering the partition, the flow undergoes stratification into multiple sections before reaching a state of tranquility, which is essential for its continued progression through the separator.

5.1.3 Installation of mesh partition

A mesh-type partition consists of expanded metal sheets welded to beams, which are light-series channels. For additional support of sheets between the beams, metal stripes. The entire structure is attached to the separator body by welding.

This design of the partition ensures effective separation of liquid, promotes the displacement of the intermediate layer between gas bubbles, their coalescence and separation of residual gas from the mixture, and will also help increase the productivity of the separator.

5.1.4 Modifying the configuration of the gas exit component

The main task is to slightly increase the overall dimensions of the box in order to provide an additional gas passage window in it, which in turn will ensure the installation of additional string drop eliminators. To strengthen the structure, it is

planned to install ribs in the form of equal-angle angles, which prevent further deformation of the box. This implementation will increase the throughput of the node and strengthen its design.

5.2 Reconstruction of separator C1

In the current operating mode, the plug catcher performs the function of degassing the incoming liquid, without discharging water.

At the moment, the water cut at the installation inlet is 60%. Liquid intake is 70 - 72 thousand m³/day, water 43 thousand m³/day. From the liquid samples taken at the outlet of separator S-1, one can see that already during sampling there is free water in the sample in a volume of 50-60% of the volume of incoming water. To eliminate further pumping of this volume of water, it is necessary to modernize the slug catcher: install a riser at the oil outlet at a height of 2,5 m, dismantle the defoaming sections to a height of 1,5 m, and install phase interface level meters. Level gauges should be provided with minimal floats in diameter corresponding to the pressure series, for the possibility of installation in a damper. It is also necessary to mount a DN 300 flange pair after the outlet from the device fitting to make it possible to dismantle the manifold when cleaning the device.

When installing a collector and valve DN300 for water discharge, the flow speed will be 3 m/s

At the moment, the working level in the apparatus is 1,6 meters, which is 120 m³; with the installation of a 2,5 m riser, the working volume in the apparatus will reach 240 m³, which is almost 2 times more. Accordingly, the residence time of the liquid in the apparatus will increase from 2,4 minutes to 6,7 minutes.

Provided that 40-50% of the volume of incoming water is taken from the first stage separator. The volume of discharge from S-1 will be 18,000-22,000 m³/day. This decision received approval from the manufacturer JSC Dzerzhinskkhimmash.