

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Повышение эффективности работы нефтегазового сепаратора, путем установки центробежных элементов на выходе газа.

УДК: 622.279.054.5-048.35

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4E5A	Ревтов Николай Юрьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, /звание	Подпись	Дата
Профессор	Саруев Лев Алексеевич	Д.Т.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Беляев Дмитрий Владимирович			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Татьяна Григорьевна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Брусник Олег Владимирович	К.П.Н.		

Планируемые результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК–1, ОК–2, ОК–3, ОК–4, ОК–5, ОК–7, ОК–8) (ЕАС–4.2а) (АВЕТ–3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК–3, ОК–4, ОК–7, ОК–9) ПК–4, ПК–5, ПК–13, ПК–15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК–1, ОК–2, ОК–3, ОК–4, ОК–7, ОК–8, ОК–9) (АВЕТ–3i), ПК1, ПК–23, ОПК–6, ПК–23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК–1, ОПК–2, ОПК–3, ОПК–4, ОПК–5, ОПК–6) (ЕАС–4.2d), (АВЕТ3е)
в области производственно–технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК–1, ПК–2, ПК–3, ПК–4, ПК–7, ПК–8, ПК–9, ПК–10, ПК–11, ПК–13, ПК–14, ПК–15)
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК–1, ПК–5, ПК–6, ПК–10, ПК–12)
в области организационно–управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК–5, ОК–6, ПК–16, ПК–18) (ЕАС–4.2–h), (АВЕТ–3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК–5, ПК–14, ПК17, ПК–19, ПК–22)
в области экспериментально–исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально–исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК–21, ПК–23, ПК–24, ПК–25, ПК–26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, Обращивать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК–22, ПК–23, ПК–24, ПК–25, ПК–26,) (АВЕТ–3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК–27, ПК–28, ПК–29, ПК–30) (АВЕТ–3с), (ЕАС–4.2–е)

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 (ИШПР)

Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ О.В. Брусник
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-4E5A	Ревтов Николай Юрьевич

Тема работы:

Повышение эффективности работы нефтегазового сепаратора, путем установки центробежных элементов на выходе газа.

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования УПН. Режим работы непрерывный. Пакет технической, технологической и нормативной информации по месторождению, научная литература. Расчет экономической эффективности.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Провести исследование по эффективности проекта модернизации нефтегазового сепаратора. Рассчитать затраты на проект.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Повышение эффективности работы нефтегазового сепаратора, путем установки центробежных элементов на выходе газа.	Беляев Дмитрий Владимирович
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Трубченко Татьяна Григорьевна
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Саруев Лев Алексеевич	д.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4E5A	Ревтов Николай Юрьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-4E5A	Ревтов Николай Юрьевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Повышение эффективности работы нефтегазового сепаратора, путем установки центробежных элементов на выходе газа.

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является УПН. Оборудование – нефтегазовый сепаратор располагается на специально оборудованной технологической площадке. Площадь составляет: 100 м ²
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</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. 	<p>ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.</p> <p>Федеральный закон от 24 июля 1998 года № 125-ФЗ "Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний"</p> <p>Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Отсутствие или недостаток необходимого освещения – Повышенная загазованность рабочей зоны – Микроклимат на рабочем месте <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенное значение напряжения в электрической цепи – Механические опасности
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>Атмосфера: выброс газа</p> <p>Гидросфера: попадание нефти в болото</p> <p>Литосфера: загрязнение почвы хим. веществами</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Возможные ЧС: Пожар, разгерметизация оборудования, механические повреждения оборудования, сооружений, конструкций, разливы нефти</p> <p>Наиболее типичная ЧС: Пожар</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4E5A	Ревтов Николай Юрьевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-4Е5А	Ревтов Николай Юрьевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Работа с информацией, представленной на сайтах производителя, инструкциях по оборудованию, аналитических материалах, нормативно-правовых документах, оклады участников проекта, нормы рабочего времени, районный коэффициент по г. Томску
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Планирование работ и оценка их выполнения
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Смета затрат на проект
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Сравнительный анализ полученных данных

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений	
2. Матрица SWOT	
3. Альтернативы проведения НИ	
4. График проведения и бюджет НИ	
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Татьяна Григорьевна	к.э.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4Е5А	Ревтов Николай Юрьевич		

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 (ИШПР)
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования Бакалавриат
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения весенний семестр 2020 учебного года
 Форма представления работы: Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ–ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела / вид работы	Максимальный балл раздела (модуля)
...
...

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Саруев Лев Алексеевич	Д.Т.Н.		

Консультант (при наличии)

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Беляев Дмитрий Владимирович			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Брусник Олег Владимирович	К.П.Н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Повышение эффективности работы нефтегазового сепаратора, путем установки центробежных элементов на выходе газа» содержит 82 страницы, 16 иллюстраций, 24 таблицы, 51 формула, 45 использованных источников, 2 листа графического материала.

Ключевые слова: НЕФТЕГАЗОВЫЙ СЕПАРАТОР, УСТАНОВКА ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ, СИСТЕМА СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ.

Объектом исследования является нефтегазовый сепаратор НГС-II-П-1,0-3400-2-И, входящий в состав установки подготовки нефти, цеха подготовки и перекачки нефти, предназначенный для очистки газа от капельной жидкости.

Цель работы:

- выбор технического решения, исходя из обзора и анализа научно-технической и патентной информации, выбор аналога и определение направления модернизации, описание технического предложения;
- дать оценку технического уровня нового оборудования по сравнению с аналогом на основе расчетов основных показателей, экономической эффективности.

В дипломном проекте предлагается модернизировать нефтегазовый сепаратор, установив на выходе газа центробежные элементы для очистки газа от капель жидкости. Данная модернизация позволит увеличить производительность сепаратора, что послужит благоприятным экономическим эффектом.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1 Общие сведения о нефтегазовых сепараторах	11
1.1 Классификация нефтегазовых сепараторов	11
1.2 Принцип работы нефтегазовых сепараторов	12
1.3 Общие сведения об отечественных и зарубежных НГС	14
2 Общие сведения о НГС-II-П-1,0-3400-2-И	18
3 Патентно-информационный обзор	21
3.1 Патент № RU 2664514 - Способ и система экстракции и переработки эмульсии из сепаратора нефть/вода	21
3.2 Патент № RU 2604377 - Жидкостно-газовый сепаратор	22
3.3 Патент № US 6,709,500 - Система для отделения обработанной жидкости из газового потока с использованием наклонного сосуда	23
3.4 Патент № US 6,821,322 - Сепараторы для трехфазных или двухфазных смесей жидкости, реализуемых с центробежным устройством, предназначенным для разделения газа из жидкой смеси	25
3.5 Патент № RU 2531684 - Устройство сепарации намагничиваемых частиц из суспензии	26
3.6 Патент № RU 2343277 - Нефтегазовый сепаратор со сбросом воды	27
4 Техническое предложение	29
5 Расчетная часть	32
5.1 Расчет сварных швов	32
5.2 Расчет резьбовых соединений	36
5.3 Гидравлический расчет сопротивления	37
5.4 Тепловой расчет	40
6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	42
6.1 Анализ конкурентных технических решений	43
6.2 SWOT-анализ работы НГС	44
6.3 Планирование научно-технического исследования	46
6.3.1 Структура работы в рамках научного исследования	46
6.3.2 Определение трудоёмкости выполнения проектировочных работ	47
6.3.2 Определение трудоёмкости выполнения проектировочных работ	48
6.3.3 Разработка графика проведения научного исследования	49
6.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	53
6.4.1 Расчёт материальных затрат НТИ	53

6.4.2 Расчет затрат на оборудование для научных (экспериментальных) работ	53
6.4.3 Расчет амортизационных отчислений	54
6.4.4 Затраты на заработную плату	54
6.5 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта	57
7 Социальная ответственность	61
7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	61
7.2 Производственная безопасность	62
7.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов	63
7.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия	69
7.3 Экологическая безопасность	72
7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	73
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	75
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	76
Приложение А	83
Приложение Б.....	84

ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазовые сепараторы предназначены для отделения нефти от воды и попутного газа. Принцип работы заключается в различной плотности веществ. Обычно их используют на установках подготовки нефти.

Зачастую осуществление отвода свободного газа от нефти происходит в нескольких местах. Места, где происходит вывод сепарированного газа, называются ступенями сепарации. Таких ступеней может быть несколько. Завершающая стадия отделения нефти от газа происходит в концевых сепарационных установках (КСУ), а также в товарных резервуарах.

В данной работе рассматривается нефтегазовый сепаратор НГС-П-П-1,0-3400-2-И, выпускаемый предприятием ООО «Курганхиммаш», горизонтального типа с пеногасителем и наличием теплоизоляции, используемый на месторождении как концевая сепарационная установка, с такими техническими характеристиками: объемная производительность, м³/ч: по газу, не более - 7315; по жидкости, не более - 998; диаметром 3400 мм; и рабочим расчетным давлением в 1,0 МПа.

Целью работы будет являться модернизация нефтегазового сепаратора НГС-П-П-1,0-3400-2-И с целью увеличения его производительности.

Задачи работы: рассчитать сварные и резьбовые соединения на прочность, выполнить тепловой и гидравлические расчеты, рассчитать стоимость затрат на проектирование.

Актуальность повышения производительности оборудования как никогда присутствует в наше время, так как в современных экономических условиях страны предприятия стремятся минимизировать экономические потери и увеличить свою рентабельность.

1 Общие сведения о нефтегазовых сепараторах

1.1 Классификация нефтегазовых сепараторов

В зависимости от формы все нефтегазовые сепараторы можно разделить на сферические и цилиндрические аппараты.

Касательно положения в пространстве НГС делят на:

- вертикальные; - гидроциклонные; - горизонтальные.

Вертикальные сепараторы в основном применяются в составе групповых замерных установок. Благодаря их применению можно обеспечить более качественную точность замеров расхода жидкости в разных диапазонах дебитов скважин, включая малодебитные.

Основные недостатки вертикальных сепараторов:

1) при одном и том же диаметре пропускная способность вертикальных сепараторов меньше, чем горизонтальных, несмотря на одинаковый диаметр аппаратов;

2) вертикальные сепараторы имеют менее устойчивый сепарационный процесс во время поступления потоков пульсирующей жидкости;

3) вертикальные сепараторы имеют более низкую эффективность сепарации.

Пропускная способность по газу и жидкости в горизонтальных сепараторах больше, чем в вертикальных. Статистические данные показывают, что в горизонтальных сепараторах при схожих размерах пропускная способность выше в 2,5 раза, чем в вертикальных. Это объясняется тем, что в горизонтальных сепараторах за счет силы тяжести капли жидкости стекают вниз, перпендикулярно к потоку газа, в отличие от вертикальных сепараторов, где они падают навстречу. [24].

Изготовление горизонтальных сепараторов в основном происходит из горизонтальной емкости, днища которой имеют сферическую форму (одноемкостные сепараторы), также применяются горизонтальные сепараторы с двумя емкостями (двухемкостные).

Горизонтальные сепараторы имеют довольно обширную область применения. Многие из них используются для оснащения дожимных насосных станций, а также всех трех сепарационных ступеней на центральных пунктах сбора и подготовки нефти, газа и воды. Горизонтальные сепараторы, которые применяются на трех ступенях сепарации, могут достигать до 30 000 т/сут. пропускной способности по жидкости на каждой из ступеней.

Еще один способ применения горизонтальных сепараторов - отделение и сбор свободной воды, которая изначально входила в состав продукции скважин, на различных ступенях сепарации. Благодаря данному способу работа установки подготовки нефти исключает попадание больших объемов воды. При данном способе применения сепараторы выполняют роль трехфазных сепараторов.

Существует несколько вариантов модификаций нефтегазовых сепараторов: в зависимости от рабочего давления, производителя и количества рабочих фаз.

Исходя из принципа действия, нефтегазовые сепараторы делятся на: инерционные, гравитационные, гидроциклонные или центробежные.

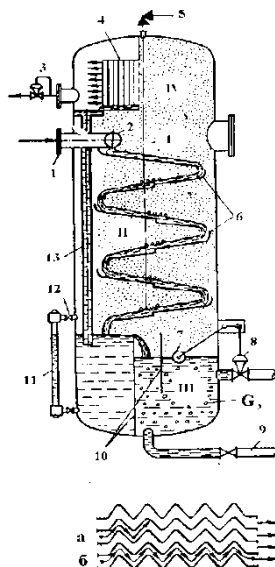
1.2 Принцип работы нефтегазовых сепараторов

Принцип работы гравитационного сепаратора основывается на гравитационном разделении. По средствам гравитации более тяжелое вещество, в нашем случае нефть, опускается на дно аппарата, а более легкая, в нашем случае газ, поднимается кверху.

Инерционные сепараторы имеют более сложный принцип действия, так как работают за счет различия инерционных сил частиц нефти и газа. Тяжелые частицы нефти, благодаря инерционной силе прижимаются к стенкам аппарата и опускаются на его дно.

Центробежные сепараторы основаны на принципе работы центробежной силы. Сепараторы этого типа устойчивы к суровым условиям, поэтому особо популярны в северных широтах.

В нефтяных сепараторах любого типа различают четыре секции. Данные секции представлены на сепараторе вертикального типа (рисунок 1.2.1). Ниже следует описание их предназначения.



I – основная сепарационная секция; II – осадительная секция; III – секция сбора нефти; IV – секция каплеуловительная; 1 – ввод продукции скважин; 2 – раздаточный коллектор; 3- регулятор уровня «до себя»; 4 – каплеуловительная насадка; 5 - предохранительный клапан; 6 – наклонные плоскости; 7 – датчик регулятора уровня поплавкового типа; 8 – исполнительный механизм; 9 – патрубок; 10 - предохранительный клапан; 11 – водомерное стекло; 12 – отключающие краники; G_y – масса газовых пузырьков, уносимых с нефтью из сепаратора; 13 – дренажная трубка.

Рисунок 1.2.1 - Общий вид вертикального сепаратора [24]

Основная сепарационная секция (рисунок 1.2.1, I), которая служит для выделения газа из нефти. Осадительная секция (рисунок 1.2.1, II), которая служит для добавочного выделения пузырьков газа, которые были увлечены нефтью, прошедшей через сепарационную секцию. Секция сбора нефти (рисунок 1.2.1, III), которая находится в нижней части сепаратора. Основные функции, которые выполняет данная секция - сбор, а также вывод нефти из в верхней части сепаратора. Первостепенная функция секции - улавливание мельчайших капелек жидкости, уносимых потоком газа.

1.3 Общие сведения об отечественных и зарубежных НГС

Отечественные нефтегазовые сепараторы изготавливаются такими фирмами: «Гипротюменнефтегаз», «Дзержинскхиммаш», «Курганхиммаш», «Саратовский резервуарный завод». Исходя из условий эксплуатации, НГС делятся на сепараторы, используемые в макроклиматических районах П5 и П4 по ГОСТ 1630 в условиях умеренного, а также на используемые в умеренно-холодном климате по ГОСТ 15150 с температурой воздуха при эксплуатации:

Таблица 1.3.1 - Классификация НГС по климатическому исполнению

Шифр материального исполнения корпуса	Климатическое исполнение по ГОСТ 15150	Марка стали	ГОСТ	Средняя температура наиболее холодной пятидневки, °С	
				min	max
1	У	16ГС-6	ГОСТ 5520-79	-40	+40
2	УХЛ	09Г2С-8	ГОСТ 5520-79	-60	+60

Эксплуатация сепараторов может проходить в районах, сейсмическая активность которых доходит до 6 баллов включительно по двенадцатибальной шкале.

По ГОСТ 15150 сепараторы устанавливаются на открытом воздухе, а их климатическое исполнение маркируется У и УХЛ при категории размещения 1.

Типы сепараторов по конструктивному исполнению представлены в таблице 1.3.2.

Таблица 1.3.2 - Классификация типов конструкций

Тип сепаратора	Компоновка
Тип I	Применяются в компоновке с узлами предварительного отбора газа (депульсаторами)
Тип I-П	Применяются в компоновке с узлами предварительного отбора газа (депульсаторами) с пеногасящей насадкой
Тип II	Применяются без узлов предварительного отбора газа
Тип II-П	Применяются без узлов предварительного отбора газа с пеногасящей насадкой

НГС						Сепаратор нефтегазовый
	X					Тип (I или II)
		-X				Наличие пеногасящей накладки (П)
			-X			Давление условное, МПа (от 0,6 до 4,0)
				-X		Внутренний диаметр, мм
					-X	Материальное исполнение (1 или 2)
					-X	Наличие теплоизоляции (И)

Рисунок 1.3.1 - Структурная схема условного обозначения сепараторов нефтегазовых типа НГС [24]

Модель отечественных аналогов: НГС-П-П-1,0-3400-2-Т-И ТУ 8351-076-00217298-96, изготавливаемых «Гипротюменнефтегаз».

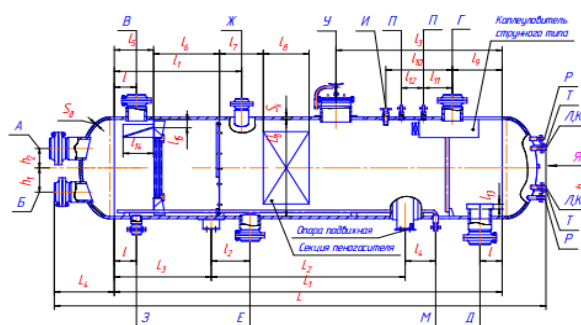


Рисунок 1.3.2 - Сепаратор нефтегазовый ТУ 8351-076-00217298-96 [23]

Касаемо зарубежных аналогов стоит отметить такие фирмы: «Exterran», «Gas Process Equipment Company», «S.Mark Industries», «Generon». Компании изготавливают сепараторы для части VIII, 1 и 2 раздела ASME, марки «U», «R» и «NB», соответствующие Американскому обществу инженеров-механиков и кодексу национальных советов котельных и датчиков давления, а также регистрация

сертификатов для CRN и PED. Стандартные функции, входящие в зарубежные сепараторы: клапан сброса давления; смотровые стекла; уровнемеры с манометром; регулятор уровня жидкости; индикатор давления; подключение индикатора температуры; прибор для подачи газа; газовый коллектор; предохранительный клапан давления; регуляторы высокого и низкого давления; подъемные наконечники для безопасного обращения.



Рисунок 1.3.3 - Сепаратор нефтегазовый компании Gas Process Equipment Company [33]

Компанией Generon производятся газовые сепараторы (рисунок 1.3.4). На сайте производителя выделены данные плюсы установки: высокая степень очистки; нет движущихся частей, минимальное обслуживание; дистанционное управление - требуется минимального внимания, полностью автоматизированные системы; небольшая площадь; С

В типичной мембранной системе для кондиционирования дымовых газов GENERON® исходный газ сначала фильтруется для удаления любых частиц и жидкого конденсата. Затем газ поступает в мембранные фильтры GENERON®.

CO₂, а также любая влага проникают предпочтительно через мембрану. Непроницаемый газ, в основном N₂, остается под давлением и может вентилироваться или использоваться для рекуперации энергии.



Рисунок 1.3.4 - Сепаратор газовый компании Generon [34]

2 Общие сведения о НГС-II-II-1,0-3400-2-II

Технические характеристики представлены в таблице 2.1:

Таблица 2.1 - Технические характеристики НГС-II-II-1,0-3400-2-II [7]

Наименование, единица измерения	Параметры
объем, м ³	150
длина, мм	17590
диаметр внутренний, мм	3400
масса, кг	40500
давление расчетное, МПа	1,0
технологическое давление, МПа	0,005...0,1
производительность по газу, м ³ /ч	7315
производительность по жидкости, м ³ /ч	998
температура рабочей среды, °С	20...50
унос жидкости газом, г/м ³	до 0,1
унос свободного газа жидкостью, %	не более 0,2

Сосуд предназначен для дегазации продукции на объектах промышленной подготовки нефти.

Сепараторы концевые расположены на открытой площадке и устанавливаются на отметке плюс 14,49 м. В качестве сепаратора концевого установлен сепаратор нефтегазовый горизонтального исполнения по типу НГС-II-1,60-3400-II. Сепаратор принят блочной поставки в комплекте с контрольно-измерительными приборами, с площадками обслуживания, с системой гидророзмыва осадка и удаления донных отложений.

Сепаратор концевой имеет наружное и внутреннее антикоррозионное покрытие и теплоизолируется на месте эксплуатации после проведения монтажа и испытаний. В качестве электрообогревающих устройств сепаратора применяются греющие панели RT 2022.

Сепаратор представляет собой горизонтальный цилиндрический аппарат, внутренний диаметр которого равен 3400мм. Аппарат выполнен с эллиптическими

днищами и установленный на одну подвижную седловую опору и одну неподвижную седловую опору. Все технологические штуцера, штуцера и муфты для контрольно-измерительных приборов и аппаратов, а также люки располагаются на цилиндрической части корпуса и днищах.

Сепаратор представляет собой аппарат с горизонтальным движением продукта.

Нефтегазовая смесь поступает в сепаратор через запорную арматуру, далее через штуцер входа на отбойник предварительного разделения фаз. Затем нефть и газ, двигаясь вдоль сепаратора, проходит ряд перфорированных перегородок, а также проходит пакеты L-образных пластин, что способствует отделению газа от нефти, а также сглаживанию неравности скоростей нефти и газа по всему сечению аппарата.

Нефть, прошедшая очистку от газа, должна выводиться через штуцер выхода нефти. Штуцер выхода нефти снабжен воронкогасителем. Далее нефть проходит через запорную арматуру, поступая в электродегидратор.

Газ должен выводиться через штуцер выхода газа, который находится на верхней образующей сепаратора и далее через клапанную сборку клапана-регулятора поступает на факел низкого давления.

В процессе движения нефтегазовой смеси вдоль сепаратора тяжелые частицы механических примесей осаждаются вниз и накапливаются по нижней образующей корпуса аппарата. Для размыва донного осадка предусмотрена система размыва донных отложений. Размывочная вода подается через запорную арматуру. Размыв донных отложений происходит под действием струй воды, выходящих под давлением из сопел системы гидроразмыва. Давление в системе подачи воды 0,8 – 0,9 МПа [7].

Допустимые предельные значения параметров ведения технологического процесса, поддержание которых обеспечит более качественную сепарацию жидкости от газа и соблюдение техники безопасности и экологии приводятся в таблице 2.2.

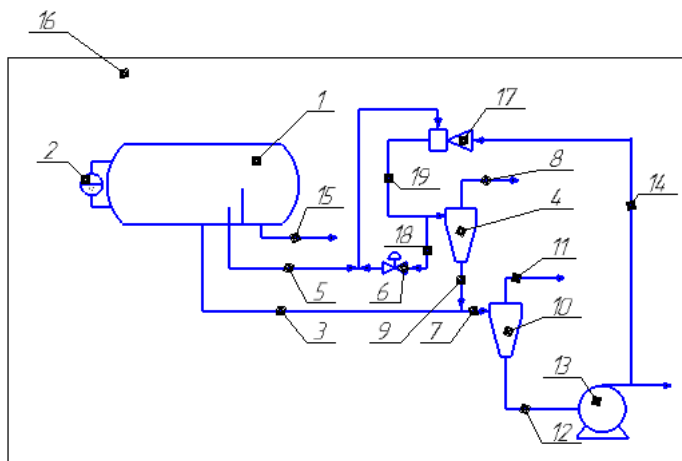
Таблица 2.2 - Нормы технологического режима

Наименование стадий процесса, показатели режима	Единица измерения	Допускаемые пределы технологических параметров	Требуемый класс точности измерительных приборов
давление в сепараторе	МПа	0,001...0,15	±2%
температура в сепараторе	°С	+40...+50	±0,5 °С
уровень жидкости	м	900...1800	± 5 мм
количество газа после сепаратора	нм ³ /час	194...760,4	2,5

Превышение предельных технологических параметров не допускается из-за возможных аварийных ситуаций.

3 Патентно-информационный обзор

3.1 Патент № RU 2664514 - Способ и система экстракции и переработки эмульсии из сепаратора нефть/вода



1 - сепаратор; 2 - детектор; 3 - линия выпуска воды; 4 - первое сепарационное устройство; 5 - линия выпуска эмульсии; 6 - контрольный клапан; 7 - объем получения; 8 - выпуск отбрасываемого потока; 9 - выпуск подпотока; 10 - второе сепарационное устройство; 11 - выпуск отбрасываемого потока; 12 - выпуск подпотока; 13 - насос; 14 - линия рецикла; 15 - линия выпуска нефти; 16 - система экстракции и переработки эмульсии из сепаратора нефть/вода; 17 - струйный насос; 18 - возвратная линия; 19 - смесительное колено.

Рисунок 3.1.1 - Способ и система экстракции и переработки эмульсии из сепаратора нефть/вода [26]

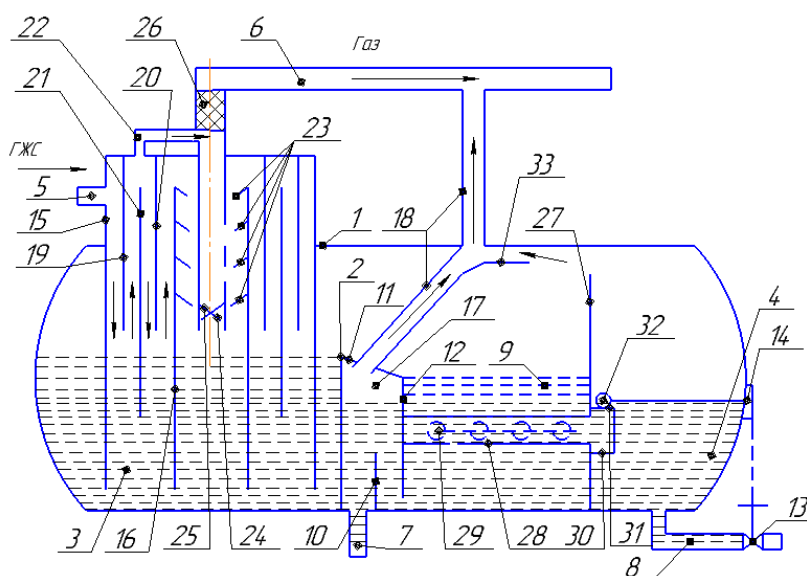
Система 16 включает в себя струйный насос 17, необходимый для получения, части потока эмульсии из линии 5 выпуска эмульсии и, а также части выгрузки от насоса 13 по линии 14 рецикла и прохождения выпуска ниже по потоку к первому сепарационному устройству 4 через колено 19. Струйный насос 17 позволяет обеспечивать необходимый поток для полноценной работы первого сепарационного устройства 4. Струйный насос 17 позволяет регулировать определенное количество эмульсии, которая выходит из сепаратора 1, регулированием движущейся текучей среды, скорости потока и/или контура рецикла из разгрузки струйного насоса на

основании считывания детектора 2. Система 16 включает в себя возвратную линию 18, где расположен контрольный клапан 6.

Достоинства: 1) применим для морской подводной сепарации; 2) улучшение сепарации эмульсии нефть/вода.

Недостаток: значительное влияние на капитальные и рабочие затраты.

3.2 Патент № RU 2604377 - Жидкостно-газовый сепаратор



1 - корпус; 2 - вертикальная разделительная перегородка; 3 - входная секция; 4 - выходная секция; 5 - трубопровод для ввода ГЖС; 6 - патрубок вывода газа; 7 - патрубок вывода более тяжелой жидкой среды; 8 - патрубок вывода более легкой жидкой среды; 9 - пакет фазоразделительных насадок; 10 - переливная перегородка; 11 - сливной лоток; 12 - поперечная перегородка; 13 - регулируемая задвижка; 14 - датчик; 15 - вертикальный гидроциклон; 16 - каплеотбойная камера; 17 - пространство под сливным лотком; 18 - трубка; 19,20 - две короткие трубы; 21 - длинная труба; 22 - газоотводный канал; 23 - усеченные конусы; 24 - сужающийся снизу вверх конус; 25 - расширяющийся снизу вверх конус; 26 - вертикальная металлическая сетка; 27 - вертикальная разделительная перегородка; 28 - труба с отверстиями; 29 - сквозные отверстия; 30 - карман; 31 - верхняя кромка кармана; 33 - патрубок ввода газа.

Рисунок 3.2.1 - Жидкостно-газовый сепаратор [27]

По трубопроводу ввода газожидкостной смеси 5 поток газожидкостной смеси (ГЖС) поступает в вертикальный гидроциклон 15 сепаратора, где по средствам длинных нижних кромок гидроциклона 15 и каплеотбойной камеры 16 и сепарационным элементам, выполненным в виде двух коротких труб 19 и 20, а также расположенной между ними одной длинной трубы 21 соприкасается с жидкостью в корпусе 1, за счет того что поток опускается вниз и поднимается вверх и каждый раз внизу.

Благодаря такой конструкции происходит «лабиринтное» движение потока ГЖС с поворотом на 180° при обтекании сепарационных элементов газообразной среды: снизу - коротких 19, 20 труб и сверху - длиной 21 трубы. На дно корпуса 1 сбрасывается жидкость. Из-за наличия коротких труб 19 и 20, которые концентрично размещены снаружи и внутри длинной трубы 21 по ходу движения ГЖС способствует увеличению скорости потока газообразной среды (газа) и усилению эффекта выделения газа из жидкой среды (жидкости).

В газоотводный канал 22 поднимается и попадает наверх газ, где до вертикальной металлической сетки 26 соединяется с патрубком вывода газообразной среды 6.

Достоинства: 1) повышение эффективности выделения газа из газожидкостной смеси; 2) очистка газообразной среды от примесей жидкости; 3) повышение качества гравитационного разделения; 4) исключение попадания тяжелой фракции жидкой среды в патрубок вывода более легкой фракции жидкой среды.

Недостатки: 1) большая металлоемкость; 2) сложность очистки внутренней полости сепаратора.

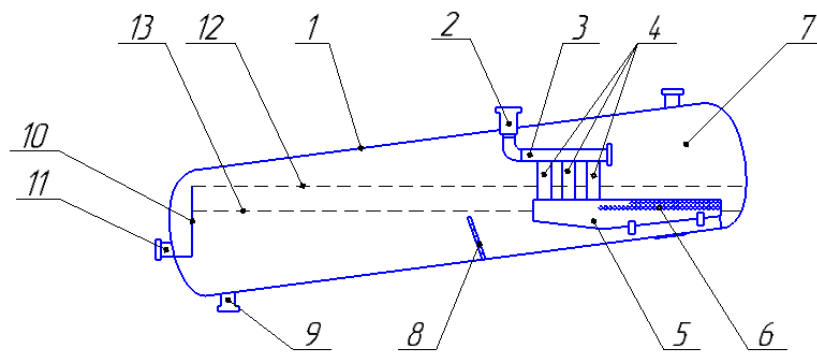
3.3 Патент № US 6,709,500 - Система для отделения обработанной жидкости из газового потока с использованием наклонного сосуда

Работа данного устройства происходит следующим образом. Эмульсия подается в устройство через штуцер 2 и через коллектор попадает в вихревые трубки 4 (рисунок 3.3.1). В них поток эмульсии закручивается и происходит

выделение газа. После жидкость попадает в разделительный желоб, при прохождении которого течение жидкости становится плавным, что способствует увеличению скорости сепарации. После разделение эмульсии на составляющие, вода нефть и газ выходят через штуцеры 2, 9, 11.

Достоинства: 1) наличие гидроциклона способствует повышению интенсивности выделения газа; 2) спокойное движение жидкости в сепараторе; 3) Простота конструкции.

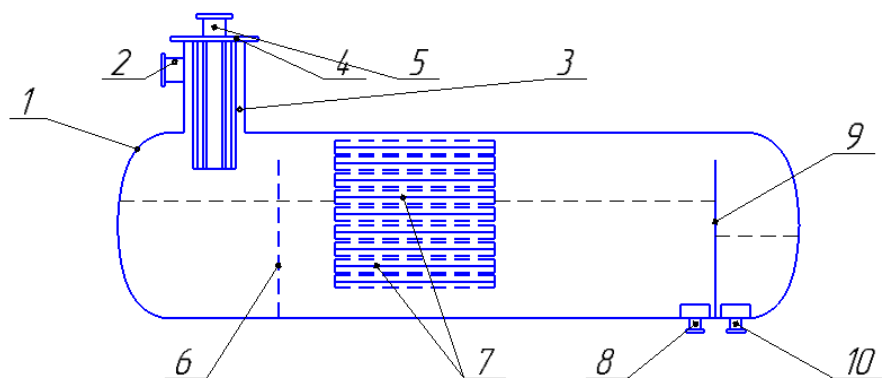
Недостатки: 1) отсутствие датчиков определения уровня жидкости; 2) затруднена очистка гидроциклона от отложений.



1 - сосуд; 2 - штуцер входа нефтяной эмульсии; 3 - коллектор; 4 - вихревые трубки; 5 - распределительный емкость; 6 - отверстия для поступления эмульсии; 7 - объем занимаемый газом; 8 - диффлектор; 9 - штуцер для слива воды; 10 - перегородка; 11 - штуцер для слива нефти; 12 - граница раздела газ-жидкость; 13 - граница раздела нефть-вода.

Рисунок 3.3.1 - Устройство открытого типа для разделения нефтяной эмульсии [28]

3.4 Патент № US 6,821,322 - Сепараторы для трехфазных или двухфазных смесей жидкости, реализуемых с центробежным устройством, предназначенным для разделения газа из жидкой смеси



1 - горизонтальный сосуд; 2 - штуцер подачи эмульсии; 3 - центробежное сепарационное устройство; 4 - фланец; 5 - штуцер сброса газа; 6 - успокоительная перегородка; 7 - пакет разделительных пластин; 8 - штуцер сброса воды; 9 - разделительная перегородка; 10 - штуцер сброса нефти.

Рисунок 3.4.1 - Сепаратор для трехфазной или двухфазной смеси жидкости [29]

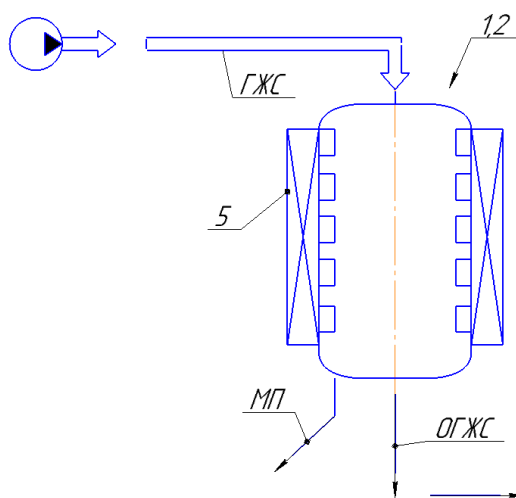
Процесс сепарации эмульсии осуществляется в сепараторе следующим образом. Нефтяная эмульсия поступает в сепаратор через штуцер 2. Эмульсия попадает в центробежное сепарационное устройство 3, в котором из жидкости за счет действия центробежных сил, происходит выделение газа и вывод его через штуцер сброса газа 5.

Жидкость, попавшая в горизонтальный сосуд при помощи успокоительной перегородки 6, приобретает спокойный характер течения. Благодаря пакету разделительных пластин 7, осуществляется разделение жидкости на нефть и воду. После нефть за счет меньшей плотности переливается через разделительную перегородку 9, и выводится через штуцер сброса нефти 10, а вода через штуцер сброса воды 8.

Достоинства: 1) наличие гидроциклона способствует повышению интенсивности выделения газа; 2) возможность извлечения гидроциклона из сепаратора для его обслуживания и проверки.

Недостатки: 1) отсутствие спокойного и равномерного движения жидкости; 2) интенсивное образование пены при низком уровне жидкости.

3.5 Патент № RU 2531684 - Устройство сепарации намагничиваемых частиц из суспензии



1 - сепаратор; 2 - трубы сепаратора; 5 - магнитное устройство; ГЖС - газожидкостная смесь; МП - механические примеси; ОГЖС - очищенная газожидкостная смесь.

Рисунок 3.5.1 - Устройство сепарации намагничиваемых частиц из суспензии [31]

Устройство сепарации намагничиваемых частиц из суспензии представляет поток, состоящий из различных по плотности и составу веществ. Устройство представляет собой цилиндрически симметричный сепаратор на магнитном принципе действия, обладает заданным массовым потоком. В самом сепараторе для разделения потоков веществ используется как минимум один зазор, изменяющийся по ширине.

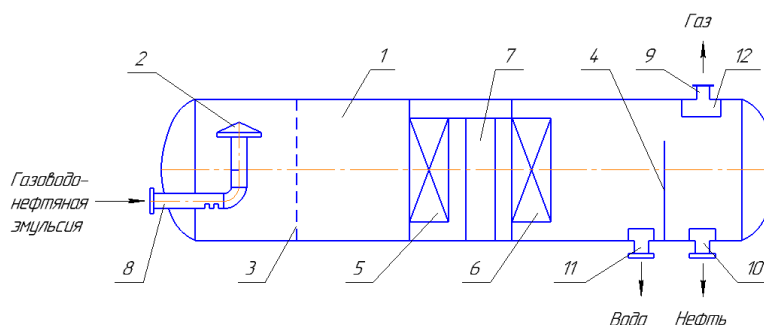
На сепараторе 1 находится магнитное устройство 5, которое в реальных условиях выполняется в виде катушки, которая представляет собой электромагнит, необходимый для электрически активируемого намагничивания.

В сам сепаратор посредством насоса направляется поток веществ. Этот поток состоит из руды с намагничиваемыми частицами и другими веществами. Поток веществ должен разделяться на концентрат ценного вещества и остаточную пустую породу.

Достоинства: 1) повышение эффективности разделения потоков веществ; 2) изменяемый сепарационный зазор.

Недостатки: 1) дороговизна конструкции; 2) Сложность конструкции.

3.6 Патент № RU 2343277 - Нефтегазовый сепаратор со сбросом воды



1 - емкость; 2 - центробежная насадка; 3 - выравнивающая перегородка; 4 - переливная перегородка; 5, 6 - коалесцирующие насадки; 7 - вертикальная перегородка; 8 - патрубок ввода; 9, 10, 11 - патрубки отвода; 12 - каплеулавливающие насадки.

Рисунок 3.6.1 - Нефтегазовый сепаратор со сбросом воды [30]

Газово-жидкостная эмульсия поступает в емкость 1 через центробежную насадку 2 и плавно подается на верхний уровень жидкой фазы, после этого равномерно распределяется по сечению аппарата выравнивающей перегородкой 3. После прохождения выравнивающей перегородки 3 поток делится на два параллельных потока за счет одинакового гидравлического сопротивления каждого пакета насадок 5 и 6. Один из параллельных потоков проходит через первый по ходу движения газожидкостной смеси пакет коалесцирующих насадок 5, другой

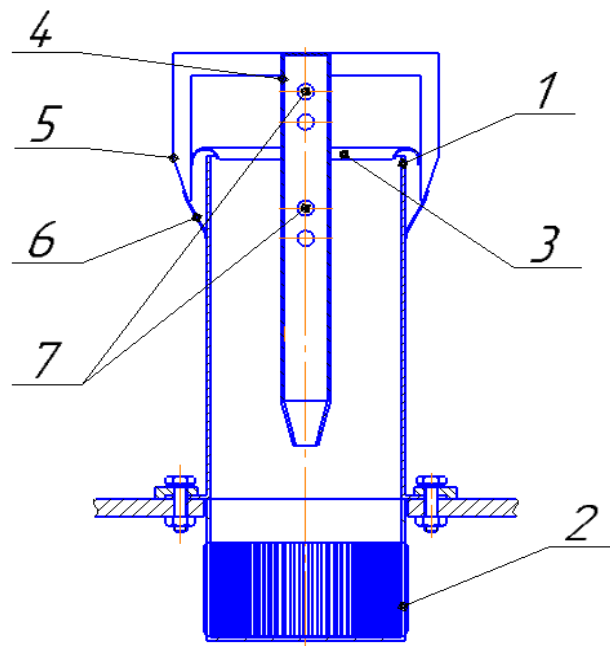
поток проходит через вертикальную перегородку 7, а затем через последовательно установленный пакет коалесцирующих насадок 6, т.е. обеспечивается параллельная работа пакета насадок. Далее поток проходит зону осаждения и отстоя. Нефть поднимается вверх и далее через перегородку 4 поступает в секцию сбора нефти и через патрубок 10 отводится из сепаратора. В нижней части отстойной зоны вода накапливается до перегородки 4 и отводится из сепаратора через патрубок 11 отвода воды. Газ проходит выравнивающую перегородку 3, далее очищается в пакете коалесцирующих насадок 5 и 6 от крупных капель жидкости. Газ окончательно очищается от жидкости каплеулавливающей насадкой 12 в зоне выхода и выходит из сепаратора через патрубок 9.

Достоинства: 1) повышение эффективности очистки газа; 2) изменяемый сепарационный зазор.

Недостаток: 1) сложность отчистки насадок.

4 Техническое предложение

Применим в НГС-II-П-1,0-3400-2-И центробежные элементы с целью повышения качества очистки газа от капель жидкости (рисунок 4.1). Центробежные элементы состоят из: обечайки 1, завихрителя 2, каплесьемника 3, полого тела 4. Полое тело размещено соосно с обечайкой 1, один торец которого расположен выше уровня завихрителя 2 и выполнен с отверстием, противоположный торец расположен выше каплесьемника 3 и выполнен герметичным, при всем этом полое тело 4 выше уровня торца с отверстием, причем полое тело 4 соединено с каплесьемником 3 пластинами 5, содержащими направляющие 6, соединяющие внешние поверхности каплесьемника 3 и обечайки 1, а полое тело 4 не имеет газоподводящих патрубков, но на нем нанесено два уровня перфорации 7, верхняя перфорация выше уровня каплесьемника 3, а нижняя перфорация ниже уровня каплесьемника 3.



1 - обечайка; 2 - завихритель; 3 - каплесьемник; 4 - полое тело; 5 - пластина; 6 - направляющая; 7 - два уровня перфорации.

Рисунок 4.1 - Центробежный элемент

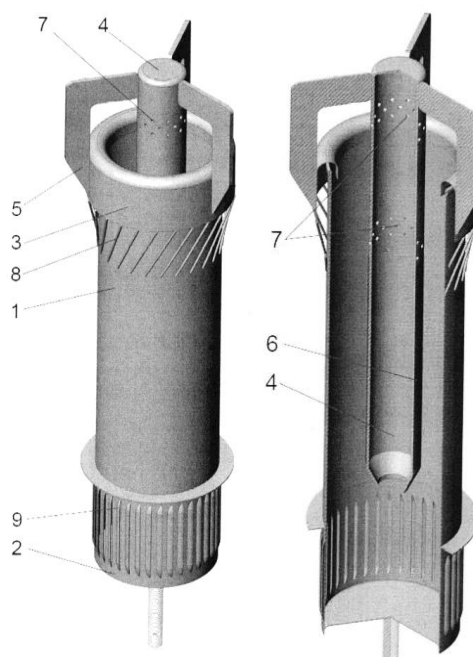
Газожидкостная смесь в сепарационном элементе поступает внутрь завихрителя 2 через прорези вдоль наклонных лопаток, которые расположены в

днище завихрителя. Возникающая за счет наклонного расположения лопаток центробежная сила, закручивает входящий газовый поток и делит его на: центральный газовый поток и периферийный газожидкостной поток. При этом зона пониженного давления создается внутри завихрителя 2, что позволяет потоку газа приобретать поступательно-вращательное движение. На внутренней поверхности обечайки 1 осаждается основное количество жидкости, высвободившейся из газа под действием центробежных сил. Отсепарированная жидкость с частью газа поступает в зазор между каплесьемником 3 и обечайкой 1 по мере движения вверх по внутренней стороне обечайки 1, где в последствие отводится из сепарационного элемента. Газ, в котором осталась небольшая концентрация жидкости, поступает в П-образный канал каплесьемника 3 и, где он продолжает спиральное вращательное движение, а после выводится на внешнюю поверхность обечайки 1. Для облегчения отвода капельной жидкости с кромки каплесьемника 3 на наружную поверхность обечайки 1 используются специальные направляющие 6. Далее жидкость стекает вниз из-за воздействия силы тяжести по образующей обечайки 1, а основной поток газа объединяется с очищенным газом. Основной поток газа, который отделился от жидкости, выходит из центробежного элемента через образованное наружной поверхностью каплесьемника 3 и полым телом 4 кольцевое отверстие.

Непосредственно сами центробежные элементы устанавливаются с помощью резьбовых соединений на съемное полотно, в котором проделаны отверстия под сами элементы. Съемное полотно закрепляется с помощью резьбового соединения на наклонное полотно, которое в свою очередь устанавливается в короб по средством сварки. Верхний лист короба устанавливается с помощью сварки на внутреннюю поверхность сепаратора. Все опоры привариваются к коробу. Короб должен быть герметичен.

При увеличении газового фактора, можно сменить съемное полотно с 2 двумя центробежными элементами на полотно с 3 элементами.

С применением центробежных элементов увеличение производительности может достигать 10%.



4 - внутренняя полость полого тела; 6 - наружная полость полого тела; 7 - отверстия полого тела

Рисунок 4.3 - Центробежный элемент (3D - модель)

Сепарационный центробежный элемент, содержащий **обечайку (1)**, **завихритель (2)**, **капельсъемник (3)**, **полое тело (4)**, размещенное соосно с обечайкой (1), один торец которого расположен выше уровня завихрителя (2) и выполнен с отверстием, противоположный торец расположен выше капельсъемника (3) и выполнен герметичным, при этом полое тело (4) выше уровня торца с отверстием на своей внешней поверхности **снабжено мелкоячеистой сеткой для разрушения потоков пленки жидкости (6)**, причем полое тело (4) соединено с капельсъемником (3) **пластинами (5)**, отличающийся тем, что дополнительно содержит **направляющие (8)**, соединяющие внешние поверхности капельсъемника (3) и обечайки (1), на полое тело (4) нанесено два уровня **перфорации (7)**, верхняя перфорация (7) - выше уровня капельсъемника (3), а нижняя перфорация - ниже уровня капельсъемника (3), но выше уровня мелкоячеистой сетки для разрушения потоков пленки жидкости (6).

5 Расчетная часть

5.1 Расчет сварных швов

Рассчитаем верхний сварной шов короба, куда устанавливаются центробежные элементы (рисунок 5.1.1).

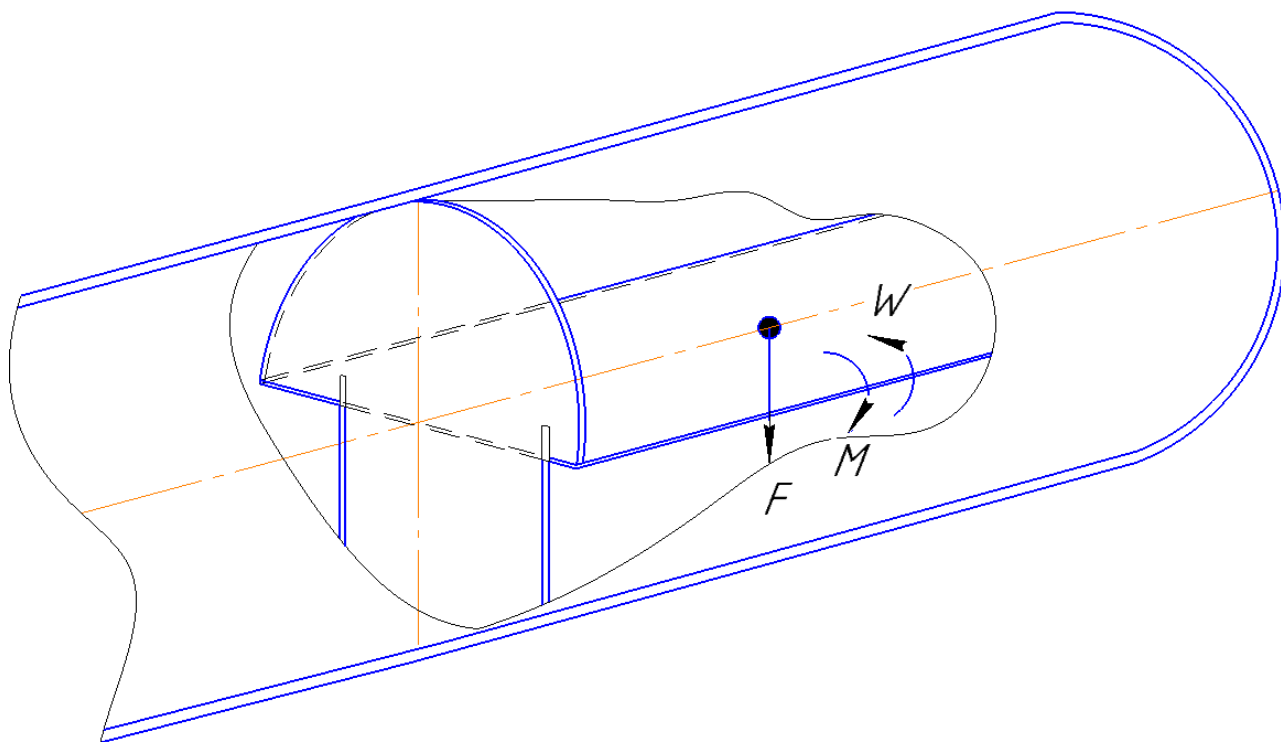


Рисунок 5.1.1 - Расчетная схема короба

Расчет выполняется по формуле 5.1.1 [25], где определяем напряжение, возникающее от изгибающего момента и растягивающей (сжимающей) силы):

$$\sigma = \frac{M}{W} \pm \frac{F}{l \cdot b} \leq [\sigma'_p], \quad (5.1.1)$$

где M - изгибающий момент, Н·м;

W - момент сопротивления сечения, м²;

F - нагрузка, Н;

l - длина шва, м;

b - толщина соединяемых элементов, м;

$[\sigma'_p]$ - допускаемое напряжение на растяжение или сжатие сварного шва,

равно $270 \text{ Н} \cdot \text{мм}^2$.

Находим изгибающий момент по формуле 5.1.2:

$$M = \frac{Pl}{4} = \frac{4084,53 \cdot 0,85}{4} = 868 \text{ Н} \cdot \text{м}, \quad (5.1.2)$$

где P - нагрузка, Н, найдем по формуле 5.1.3;

l - длина от середины опоры до стенки сосуда, м.

$$P = \rho \cdot S \cdot h \cdot g = 7850 \cdot 4,42 \cdot 0,012 \cdot 9,81 = 4084,53 \text{ Н}, \quad (5.1.3)$$

где S - площадь сектора круга, м^2 , находим по формуле 5.1.4;

h - толщина листа короба, м;

ρ - плотность материала, $\text{кг}/\text{м}^3$.

$$S = \frac{1}{2} \cdot L \cdot r = \frac{1}{2} \cdot 5,2 \cdot 1,7 = 4,42 \text{ м}^2, \quad (5.1.4)$$

где L - длина дуги окружности, м, находим по формуле 5.1.5;

r - радиус окружности, м.

$$L = \frac{\pi \cdot r \cdot \alpha}{180^\circ} = \frac{3,14 \cdot 1,7 \cdot 175^\circ}{180^\circ} = 5,2 \text{ м}. \quad (5.1.5)$$

Момент сопротивления находим по формуле 5.1.6:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{1,7 \cdot 0,012^2}{6} = 0,00004 \text{ м}^3, \quad (5.1.6)$$

где b - длина опоры, м;

h - ширина опоры, м.

Полученные значения подставляем в формулу 5.1.1:

$$\sigma = \frac{868}{0,00004} - \frac{4084,53}{5,2 \cdot 0,012} = 21,634 < 270.$$

По формуле 5.1.7 найдем коэффициент запаса прочности сварного шва верхнего листа сварного короба:

$$n = \frac{270}{21,634} = 12,48. \quad (5.1.7)$$

Исходя из расчетов делаем вывод, что сварной шов верхнего листа короба выдержит собственный вес с большим запасом.

Рассчитаем выдержат ли сварные швы опор короба вес человека.

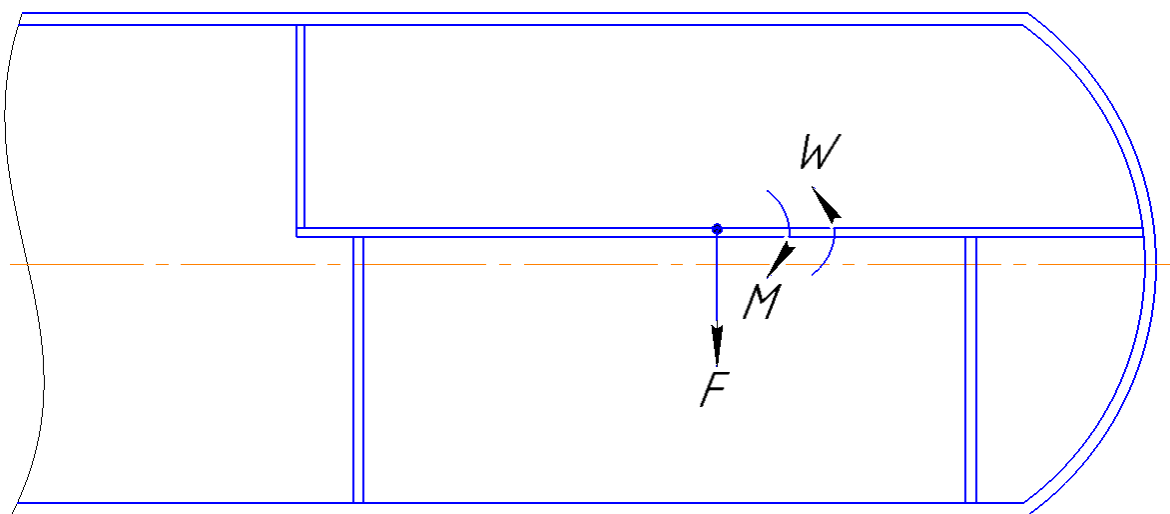


Рисунок 5.1.3 - Расчетная схема сварного шва опоры короба к полотну

Расчет выполняется по формуле 5.1.8 [25], где определяем напряжение, возникающее от изгибающего момента и растягивающей (сжимающей силы):

$$\sigma = \frac{M}{W} \pm \frac{F}{l \cdot b} \leq [\sigma_p'], \quad (5.1.8)$$

где M - изгибающий момент, Н·м;

W - момент сопротивления сечения, м²;

F - нагрузка, Н;

l - длина шва, м;

b - толщина соединяемых элементов, м;

$[\sigma_p']$ - допускаемое напряжение на растяжение или сжатие сварного шва,

равно 270 Н·мм².

Находим изгибающий момент по формуле 5.1.9:

$$M = \frac{Pl}{4} = \frac{100 \cdot 9,81 \cdot (1,025 / 2)}{4} = 125,69 \text{ Н} \cdot \text{м}, \quad (5.1.9)$$

где P - нагрузка от веса человека, Н;

l - от середины полотна, м;

Момент сопротивления находим по формуле 5.1.10:

$$W = \frac{a^3}{6} = \frac{0,012^3}{6} = 2,88 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2, \quad (5.1.10)$$

где a - ширина опоры, м.

Полученные значения подставляем в формулу 5.1.8:

$$\sigma = \frac{125,69}{2,88 \cdot 10^{-6}} - \frac{100 \cdot 9,81}{0,012 \cdot 0,012} = 37,142 \leq 270.$$

По формуле 5.1.11 найдем коэффициент запаса прочности сварного шва опор:

$$n = \frac{270}{37,15} = 7,27. \quad (5.1.11)$$

Исходя из расчетов делаем вывод, что сварной шов опоры выдержит вес человека с запасом.

5.2 Расчет резьбовых соединений

Съемное полотно, на которое устанавливаются центробежные элементы, соединено с наклонным полотном посредством резьбовых соединений.

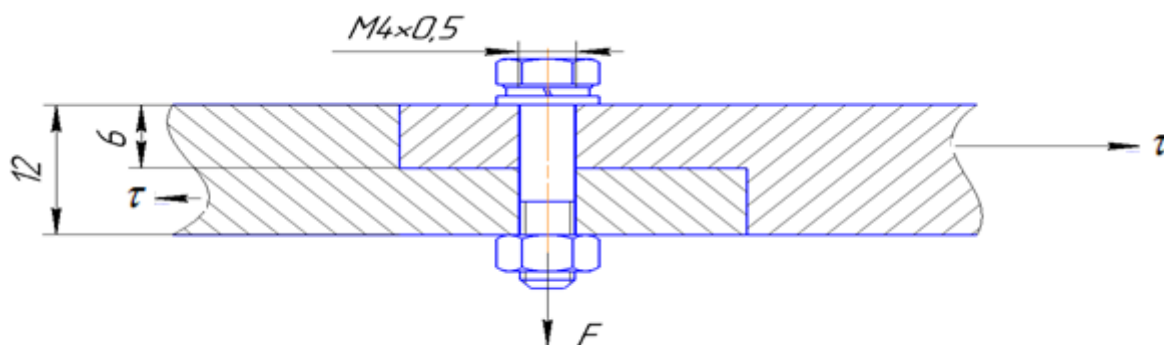


Рисунок 5.2.1 - Расчетная схема резьбового соединения

Определим силу, действующую на резьбовое соединение по формуле 5.2.1:

$$F = 9,81 \cdot 100 = 981 \text{ Н}. \quad (5.2.1)$$

Расчет резьбового соединения на срез происходит по допускаемым напряжениям. Исходя из материала болта Сталь 35, предел текучести σ равен 180 МПа.

Допускаемые напряжения найдем по формуле 5.2.2 [25]:

$$[\tau]_{cp} = 0,6 \cdot \sigma = 0,6 \cdot 180 = 108 \text{ МПа.} \quad (5.2.2)$$

По формуле 5.2.4 [20] определим напряжения, которые испытывает опора:

$$\tau = \frac{F_i}{\pi \cdot d_1 \cdot k \cdot H \cdot k_m}, \quad (5.2.4)$$

где d_1 - внутренний диаметр резьбы болта, для болта М4х0,7 равен 3,82 мм;

k - коэффициент полноты резьбы, Для метрической резьбы болта равен 0,75;

H - высота гайки равна 3,2 мм;

k_m - коэффициент, учитывающий неравномерность распределения нагрузки по виткам резьбы, равен 1,8.

Подставляем известные значения в формулу:

$$\tau = \frac{981}{3,14 \cdot 0,00382 \cdot 0,75 \cdot 0,0032 \cdot 1,8} = 18,932 \text{ МПа.}$$

Исходя из расчетов, приходим к тому, что резьбовое соединение выдержит нагрузку $\tau = 18,932 \text{ МПа} \leq [\tau] = 108 \text{ МПа}$.

Коэффициент запаса прочности резьбового соединения съемного полотна определим по формуле 5.2.5:

$$n = \frac{108}{18,932} = 5,7. \quad (5.2.5)$$

Коэффициент запаса прочности превышает допустимый.

5.3 Гидравлический расчет сопротивления

Чтобы определить затраты энергии на перемещение среды, нужно рассчитать гидравлическое сопротивление.

Возникновения за счет изменения скорости потока по величине и направлению сопротивлений трения, а также местных сопротивлений, обуславливает появление гидравлического сопротивления.

Рассчитаем число Рейнольдса по формуле 5.3.1 [24], необходимое для определения потерь на трение и местные сопротивления:

$$\text{Re} = \frac{w \cdot D \cdot \rho}{\mu}, \quad (5.3.1)$$

где w - скорость входного потока в аппарата;

D - диаметр аппарата, м;

ρ - плотность газа, кг/м³;

μ - вязкость газа динамическая, Па·с.

Динамическая вязкость принимается равной $1 \cdot 10^{-5}$ Па·с. Плотность газа на третьей ступени сепарации $2,6$ кг/м³. Диаметр сепаратора равен $3,4$ м. Скорость входного потока $1,5$ м\с.

Подставим известные значения в формулу 5.3.1:

$$\text{Re} = \frac{w \cdot D \cdot \rho}{\mu} = \frac{1,5 \cdot 3,4 \cdot 2,6}{1 \cdot 10^{-5}} = 1326000.$$

Исходя из полученного значения, режим движения среды является турбулентным.

За абсолютную шероховатость стенок аппарата принимаем значение равное $\Delta = 0,1 \cdot 10^{-3}$ м. Тогда относительную шероховатость стенок аппарата найдем по формуле 5.3.2 [24]:

$$e = \frac{\Delta}{D} = \frac{0,1 \cdot 10^{-3}}{3,4} = 2,94 \cdot 10^{-5}. \quad (5.3.2)$$

Далее определим следующие величины по формуле 5.3.3 [24]:

$$\frac{1}{e} \cdot \begin{pmatrix} 1 \\ 10 \\ 560 \end{pmatrix} = \frac{1}{2,94 \cdot 10^{-5}} \cdot \begin{pmatrix} 1 \\ 10 \\ 560 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 34013,6 \\ 340136,1 \\ 19047619 \end{pmatrix}. \quad (5.3.3)$$

Исходя из неравенства 5.3.4 [24], принимаем, что в аппарате происходит смешанное трение.

$$10 \cdot \frac{1}{e} \leq \text{Re} \leq 560 \cdot \frac{1}{e} = 340136,1 \leq 1326000 \leq 19047619. \quad (5.3.4)$$

Тогда коэффициент трения определяется по формуле 5.3.5 [24]:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(e + \frac{68}{\text{Re}} \right)^{0,25} = 0,11 \cdot \left(2,94 \cdot 10^{-5} + \frac{68}{1326000} \right)^{0,25} = 0,0104. \quad (5.3.5)$$

Гидравлическое сопротивление аппарата рассчитаем по формуле 5.3.6 [24]:

$$\Delta p = \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{w^2 \cdot \rho}{2}, \quad (5.3.6)$$

где L - длина аппарата, м;

w - скорость газовой фазы, м/с;

ρ - плотность жидкой фазы, кг/м³.

Длина аппарата составляет 15 м. Скорость газовой среды 1 м/с. Плотность жидкой фазы примем 780 кг/м³.

Подставим известные значения в формулу 5.3.6:

$$\Delta p = \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{w^2 \cdot \rho}{2} = 0,0104 \cdot \frac{15}{3,4} \cdot \frac{1^2 \cdot 780}{2} = 17,89 \text{ Па.}$$

Потери давления составляют 17,89 Па.

5.4 Тепловой расчет

Тепловой расчет предназначен для определения толщины тепловой изоляции.

Толщина тепловой изоляции рассчитывается по формуле 5.4.1 [24]:

$$\delta_{из} = \frac{\lambda_{из}}{\alpha_{из}} \cdot \frac{(t_{ст} - t_{из})}{(t_{из} - t_{окр})}, \quad (5.4.1)$$

где

$\lambda_{из}$ - коэффициент теплопроводности материала изоляции;

$\alpha_{из}$ - коэффициент теплоотдачи в окружающую среду (воздух);

$t_{ст}$ - температура наружной стенки аппарата, °С;

$t_{из}$ - температура наружной поверхности теплоизоляционного слоя, °С;

$t_{окр}$ - температура окружающей среды, °С.

Принимаем $t_{ст}=49$ °С; $t_{из}=40$ °С; $t_{окр}=20$ °С.

Коэффициент теплоотдачи можно рассчитать по формуле 5.4.2 [24]:

$$\alpha_n = 9,74 + 0,07 \cdot (t_{из} - t_{окр}) = 9,74 + 0,07 \cdot (40 - 20) = 11,14 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К.} \quad (5.4.2)$$

В качестве изоляционного материала для нашего аппарата примем солевит $\lambda_{из} = 0,098$ Вт/м · К, тогда:

$$\delta_{из} = \frac{\lambda_{из}}{\alpha_{из}} \cdot \frac{(t_{ст} - t_{из})}{(t_{из} - t_{окр})} = \frac{0,098}{11,14} \cdot \frac{(49 - 40)}{(40 - 20)} = 0,0395865 \text{ м.}$$

Изоляционный слой для нашего аппарата составляет при данных условиях 39,5865 мм.

6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Модернизация нефтегазового сепаратора в первую очередь влияет на его производительность. Благодаря установке центробежных элементов в конструкцию сепаратора производительность по газу может достигнуть увеличения на 10% с 6650 м³/ч до 7315 м³/ч, по нефти - на 6% с 950 м³/ч до 998 м³/ч.

Суть модернизации заключается в установке центробежных элементов. Газ, попадая в данные элементы, закручивается, частички капельной жидкости ценных фракций нефти, как более тяжелые в сравнении с газом, осаждаются на внутренней стенке. За счет зоны пониженного давления, эти капли перетекают по плоскости стенки на наружную поверхность элемента. После чего скатываются под собственным весом вниз, смешиваясь с общим потоком нефти, и утекает в товарный трубопровод, по которому нефть попадает в товарный резервуар.

Несмотря на то, что часть газа попадает в факел низкого давления, где сжигается, некоторая его часть уходит на газотурбинную станцию, которая вырабатывает электроэнергию для производственных площадок и вахтового поселка в целом.

Основной доход от модернизации заключается в увеличении производительности сырой нефти, которая впоследствии идет на продажу по рыночной стоимости.

6.1 Анализ конкурентных технических решений

Для успешного внедрения научной разработки необходимо изучить преимущества и недостатки конкурирующих методов осушки газа, чтобы вносить соответствующие поправки во время создания прибора для его лучшего продвижения на рынке в будущем.

Конкуренты:

ГС – газовый сепаратор

ВС – вертикальный сепаратор

НГС – нефтегазовый сепаратор

Таблица 6.1.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных методов осушки газа

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		ГС	ВС	НГС	Кгс	Квс	Кнгс
1. Безопасность	0,3	4	3	4	1,2	0,9	1,2
2. Производительность	0,2	3	2	4	0,6	0,4	0,8
3. Габариты	0,1	4	5	4	0,4	0,5	0,4
4. Стоимость оборудования	0,2	4	3	4	0,8	0,6	0,8
6. Простота проведения тех. процесса	0,1	3	3	4	0,3	0,3	0,4
7. Требования к монтажу	0,1	3	3	4	0,3	0,3	0,4
Итого	1	21	19	24	3,6	3,0	4

В таблице 6.1.1 представлены основные конкуренты и критерии оценки конкурентоспособности. Каждый показатель конкурентов оценивается по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей определяются в соответствии с их значимостью и в сумме составляют 1. По таблице видим, что ГС и НГС имеют примерно одинаковое количество баллов, ВС значительно им уступает из-за небезопасности процесса. По баллам НГС немного превосходит своих конкурентов, это говорит о том, что данный метод может конкурировать с существующими методами осушки.

При анализе конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения в качестве перспективной предварительно выбран НГС.

6.2 SWOT-анализ работы НГС

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ проекта. SWOT анализ – это метод оценки ситуации и будущих перспектив проекта, основная задача которого: определить сильные и слабые стороны, возможности и угрозы со стороны внешней окружающей среды. На основании анализа делается вывод: правильно развивается проект, какие риски нужно предусмотреть, что следует делать, каковы перспективы проекта [34].

В данном разделе в качестве проекта рассматриваем модернизацию нефтегазового сепаратора путем установки центробежных элементов на выходе газа.

Таблица 6.2.1 – Матрица SWOT

	Сильные стороны проекта:	Слабые стороны проекта:
	1. Высокая надёжность 2. Низкая материалоемкость 3. Высокая производительность 4. Эффективность работы	1. Высокая цена элементов конструкции 2. Низкая ремонтпригодность
Возможности проекта: 1. Установка центробежных элементов 2. Снижение цен на используемое оборудование 3. Повышение стоимости конкурентных разработок 4. Растущая заинтересованность инвесторов	Результаты анализа полей «Сильные стороны и возможности» 1. Установка центробежных элементов – одно из наиболее весомых технических решений, относящихся к возможностям проекта, т.к. оно взаимосвязано с надёжностью; 2. За счёт модернизации НГС, а именно установки центробежных элементов, можно скомпенсировать	Результаты анализа полей «Слабые стороны и возможности» 1. Слабые стороны ликвидируемы за счет модернизации НГС; 2. Анализ слабых сторон конкурентных разработок и устранение их свойств в собственном проекте.

	такие слабости НГС, как низкая эффективность осушки газа и низкая производительность; 3. Проект более привлекателен для инвесторов из-за высоких показателей надежности и относительно небольшой стоимости.	
Угрозы проекта 1. Значительное увеличение стоимости элемента (установка центробежных элементов) 2. Повышение цен на компоненты системы 3. Усовершенствования конкурентных технических решений 4. Снижение спроса	Результаты анализа полей «Сильные стороны и угрозы» 1. Удорожание за счёт увеличения стоимости материалов; 2. Постоянное усовершенствование технологий, с целью не отставать от конкурентов	Результаты анализа полей «Слабые стороны и угрозы» 1. Основной риск-снижение спроса на изготавливаемую продукцию; Для минимизации угроз необходимо обратить внимание на недостатки данных оборудования, а именно низкая эффективность осушки газа, низкая производительность и удорожание процесса осушки

В результате анализа было установлено, что технический проект имеет такие важные преимущества как высокая надёжность, низкая материалоемкость, высокая производительность и эффективность работы.

Однако присутствует низкая ремонтпригодность, которая обусловлена использованием менее качественного материала при изготовлении. Данный фактор устранять нецелесообразно, так как значительно увеличится стоимость проекта, к тому же он не является критичным, так как поломки практически невозможны, а если и случаются, то в кратчайшие сроки можно заменить новыми элементами.

Главными факторами, влияющими на функциональную и бесперебойную работу НГС, являются поставка материалов и обнаружение повреждений оборудования на ранних стадиях, когда ремонт или замена частей агрегатов не составляет больших затрат.

6.3 Планирование научно-технического исследования

6.3.1 Структура работы в рамках научного исследования

Нужно создать список этапов работ в рамках проектирования научного исследования, распределить исполнителей по типам работ. Алгоритм составления этапов работ, распределение исполнителей по типам работ представлен в таблице 6.3.1.1

Таблица 6.3.1.1 – Перечень этапов работ при проектировании.

Основные этапы	№	Содержание работ	Исполнитель
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Поиск и рассмотрение информации по теме	Инженер
	3	Структурирование найденных материалов	Инженер
	4	Календарное планирование работ	Инженер

Теоретические исследования	5	Расчет нагрузок сепаратора	Инженер
	6	Проектирование системы внутрицехового поступления газа	Инженер
	7	Проектирование системы осушки газа	Инженер
	8	Оценка эффективности полученных результатов	Инженер
	9	Проверка выпускной квалификационной работы руководителем	Руководитель
Оформление отчета по техническому проектированию	10	Составление пояснительной записки	Инженер
Защита проекта	11	Подготовка к защите	Руководитель Инженер

По таблице 6.3.1.1 видны этапы проектирования. Итогом данного проекта является выпускная квалификационная работа.

6.3.2 Определение трудоёмкости выполнения проектировочных работ

Трудовые затраты составляют основную часть от стоимости разработки, поэтому важным аспектом является определение трудоемкости работ каждого из участников проекта.

Для нахождения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости применяется выражение:

$$t_{ож_i} = \frac{3 \cdot t_{min_i} + 2 \cdot t_{max_i}}{5}, \quad (6.3.2.1)$$

где $t_{ож_i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$ – минимальная возможная трудоемкость исполнения заданной i - ой работы чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимальная возможная трудоемкость исполнения заданной i - ой работы чел.-дн.;

Продолжительность каждой работы в рабочих днях, с учетом параллельности выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{pi} = \frac{t_{ож i}}{Ч_i}, \quad (6.3.2.2)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб.дн.;

$t_{ож i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Рассчитанные значения длительности работ в рабочих днях приведены в таблице 6.3.3.1.

6.3.2 Определение трудоёмкости выполнения проектировочных работ

Трудовые затраты составляют основную часть от стоимости разработки, поэтому важным аспектом является определение трудоемкости работ каждого из участников проекта.

Для нахождения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости применяется выражение:

$$t_{ож i} = \frac{3 \cdot t_{\min i} + 2 \cdot t_{\max i}}{5}, \quad (6.3.2.1)$$

где $t_{ож i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i - ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$ – минимальная возможная трудоемкость исполнения заданной i - ой работы чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимальная возможная трудоемкость исполнения заданной i -ой работы чел.-дн.;

Продолжительность каждой работы в рабочих днях, с учетом параллельности выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}, \quad (6.3.2.2)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб.дн.;

$t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Рассчитанные значения длительности работ в рабочих днях приведены в таблице 6.3.3.1.

6.3.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения проектировочных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. На диаграмме помимо задач, располагается последовательность, с которой необходимо выполнять работу.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}; \quad (6.3.2.3)$$

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

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

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

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (6.3.2.4)$$

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

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

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

Определим коэффициент календарности на 2020 год:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{366}{366 - 118} = 1,48. \quad (6.3.2.5)$$

Тогда длительность первой работы в календарных днях:

$$T_{\text{к}4} = T_{\text{р}4} \cdot k_{\text{кал}} = 4 \cdot 1,475 = 5,9 \approx 6 \text{ дн.} \quad (6.3.2.6)$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе необходимо округлить до целого числа. Все рассчитанные значения сводим в таблицу 6.3.3.1.

Таблица 6.3.3.1 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Исполнители		Длительность работ в рабочих днях T_{pi}		Длительность работ в календарных днях T_{Ki}	
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{ожг}$, чел-дни							
	Науч. рук.	Инженер	Науч. рук.	Инженер	Науч. рук.	Инженер	Науч. рук.	Инженер	Науч. рук.	Инженер	Науч. рук.	Инженер
Составление и утверждение технического задания	1	1	3	3	1,8	1,8			0,9	0,9	1	1
Подбор и изучение материалов по теме	2	2	5	5	3,2	3,2			1,6	1,6	2	2
Выбор направления исследований	1	-	3	-	1,8	-			1,8	-	3	-
Календарное планирование работ по теме	1	-	2	-	1,4	-			1,4	-	2	-
Проведение теоретических расчетов и обоснований	-	5	-	12	-	7,8			-	7,8	-	12
Оценка эффективности и полученных результатов	3	3	5	5	3,8	3,8			1,9	1,9	3	3
Выбор и расчет конструкции	-	2	-	3	-	2,4			-	2,4	-	4
Оценка эффективности и выбранной конструкции и применения проектируемого изделия	-	1	-	2	-	1,4			-	1,4	-	2
Выполнение проекта на чертеже	-	30	-	45	-	41			-	36	-	53
Составление пояснительной записки	-	10	-	20	-	14			-	14	-	21
Публикация полученных результатов	-	3	-	7	-	4,6			-	4,6	-	7

На основании таблицы построим календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках данного проекта.

Таблица 6.3.3.1 – Календарный план-график проведения проекта

№ работ	Вид работ	Исполнители	T _{кi} , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ													
				февр		март		апрель			май			июнь			
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель и инженер	1	■													
2	Подбор и изучение материалов по теме	Научный руководитель и инженер	2	■													
3	Выбор направления исследований	Научный руководитель и инженер	3	■													
4	Календарное планирование работ по теме	Научный руководитель	2	■													
5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер	12		■												
6	Оценка эффективности полученных результатов	Научный руководитель и инженер	3			■											
7	Выбор и расчет конструкции	Инженер	4			■											
8	Оценка эффективности выбранной конструкции и применения проектируемого изделия	Инженер	2			■											
9	Выполнение проекта на чертеже	Инженер	53				■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
10	Составление пояснительной записки	Инженер	21									■	■	■	■	■	■
11	Публикация полученных результатов	Инженер	7													■	■

По диаграмме Ганта можно наглядно оценить показатели рабочего времени для каждого исполнителя. Продолжительность выполнения проекта в рабочих днях составит 110 дня, из которых 99 дней – продолжительность выполнения работ инженером, а 11 дней – продолжительность выполнения работ руководителем.

При планировании НТИ создан список этапов работ в рамках проектирования научного исследования, распределены исполнители по типам работ, а так же разработан алгоритм составления этапов работ.

6.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением.

6.4.1 Расчёт материальных затрат НТИ

В стоимость материальных затрат включается стоимость материалов, которые используются при проектировании системы электроснабжения металлургического завода, а именно канцелярских принадлежностей.

Таблица 6.4.1.1. – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб	Затраты на материалы, руб .
Ручка	шт.	2	35	70
Тетрадь	шт.	5	40	200
Бумага	лист.	200	2	400
Картридж	шт.	3	700	2100
Папка	шт.	1	20	20
Итого :				2790

6.4.2 Расчет затрат на оборудование для научных (экспериментальных) работ.

Расчеты по приобретению оборудования, которое есть у организации, но используется для каждого исполнения конкретной темы, сводятся в таблицу 6.4.2.2.

Таблица 6.4.2.2 – Бюджет на приобретение оборудования

№	Наименование оборудования	Кол – во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб
1	ПК	1	85,000	85,000
Итого :				85,000

6.4.3 Расчет амортизационных отчислений

Под амортизационными отчислениями понимаются отчисления части стоимости основных фондов для возмещения их износа

Цена ПК больше 40000 руб., необходимо учитывать амортизацию:

$$A = \frac{\text{Стоимость} \cdot N_{\text{дн.исп.}}}{\text{Срок службы} \cdot 366} = \frac{85000 \cdot 49}{3 \cdot 366} = 3793 \text{ руб.} \quad (6.4.3.1)$$

Амортизационные отчисления составили 3793 руб. ПК: первоначальная стоимость 85000 рублей; срок полезного использования для машин офисных код 330.28.23.23 составляет 2-3 года, берем 3 года; планируем использовать ПК для написания ВКР в течение 49 дней.

6.4.4 Затраты на заработную плату

Основная заработная плата

Статья включает основную заработную плату и дополнительную заработную плату. Также включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада.

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (6.4.4.1)$$

где $Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (6.4.4.2)$$

где M – количество месяцев работы без отпуска в течение года;

при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно технического персонала

Таблица 6.4.4.1– Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	118	118
Потери рабочего времени (отпуск + выходные дни)	10	10
Действительный годовой фонд рабочего времени	199	199

Месячный должностной оклад работника рассчитывается по формуле:

$$Z_m = Z_{mc} \cdot (1 + k_{np} + k_d) \cdot k_p,$$

где Z_{mc} – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

k_{np} – премиальный коэффициент, равный 0,3 (30% от Z_{mc});

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5;

k_p – районный коэффициент, для Томска равный 1,3.

$$Z_{m(p)} = 49897 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 97299,15 \text{ руб}; \quad (6.4.4.4)$$

$$Z_{m(c)} = 35150 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 68542,5 \text{ руб}. \quad (6.4.4.5)$$

$$Z_{дн(p)} = \frac{97299,15 \cdot 10,4}{199} = 5084,98 \text{ руб}; \quad (6.4.4.6)$$

$$Z_{дн(c)} = \frac{68542,5 \cdot 10,4}{199} = 3582,12 \text{ руб}. \quad (6.4.4.7)$$

$$Z_{осн(p)} = 5084,98 \cdot 11 = 55934,78 \text{ руб}; \quad (6.4.4.8)$$

$$Z_{осн(c)} = 2563 \cdot 99 = 386868,96 \text{ руб}. \quad (6.4.4.9)$$

Таблица 6.4.4.2 – Сводная таблица заработной платы

Исполнители	Категор	$Z_{тс}$,руб.	k_{np}	k_d	k_p	Z_m , руб	$Z_{дн}$,	T_p ,раб	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель	Доцент,	49897	0,3	0,2	1,3	97299,	5084,	11	55934,78
Студент	Инженер	35150	0,3	0,2	1,3	68542,	3582,	99	386868,96
Итого									442803,74

Дополнительная заработная плата рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}, \quad (6.4.4.10)$$

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

$$Z_{доп(p)} = 0,13 \cdot 55934,78 = 7271,52 \text{ руб}; \quad (6.4.4.11)$$

$$Z_{\text{доп(с)}} = 0,13 \cdot 386868,96 = 50292,96 \text{ руб.} \quad (6.4.4.12)$$

Общая заработная плата исполнителей работы представлена в таблице 5.10.

Таблица 6.4.4.3 – Сводная таблица общей заработной платы исполнителей

Исполнитель	$Z_{\text{осн}}$, руб.	$Z_{\text{доп}}$, руб.	$Z_{\text{зн}}$, руб.
Руководитель	55934,78	7271,52	63206,3
Инженер	386868,96	50292,96	437161,86
Итого			500368,16

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (6.4.4.13)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.), 30%.

$$Z_{\text{внеб(р)}} = 0,3 \cdot (55934,78 + 7271,52) = 18961,89 \text{ руб.}; \quad (6.4.4.14)$$

$$Z_{\text{внеб(с)}} = 0,3 \cdot (386868,96 + 50292,96) = 131148,55 \text{ руб.} \quad (6.4.4.15)$$

Таблица 6.4.4.4- Сводная таблица отчислений во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб	Дополнительная заработная плата, руб	Отчисления во внебюджетные фонды, руб
Руководитель	55934,78	7271,52	18961,89
Инженер	386868,96	50292,96	131148,55
Итого			150110,44

Накладные расходы

Накладные расходы составляют 80-100 % от суммы основной и дополнительной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнение темы.

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{накл}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (6.4.4.16)$$

где $k_{\text{накл}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

$$Z_{\text{накл(р)}} = 0,8 \cdot (55934,78 + 7271,52) = 40431,28 \text{ руб.}; \quad (6.4.4.17)$$

$$Z_{\text{накл(с)}} = 0,8 \cdot (386868,96 + 50292,96) = 250230,8 \text{ руб.} \quad (6.4.4.18)$$

Таблица 6.4.4.5 - Сводная таблица накладных расходов

Исполнитель	Основная заработная плата, руб	Дополнительная заработная плата, руб	Отчисления во внебюджетные фонды, руб
Руководитель	55934,78	7271,52	50565,04
Инженер	386868,96	50292,96	349729,53
Итого:			400294,57

Таблица 6.4.4.6 – Сумма затрат

Элементы затрат	Стоимость, руб.
1. Материальные затраты	87790
2. Амортизация оборудования	3793
3. Затраты на основную заработную плату	442803,74
4. Затраты на дополнительную заработную плату	57564,48
5. Затраты на социальные нужды	150110,44
6. Накладные затраты	400294,57
Итого:	1142355,49

Из данных таблицы видно, что большую долю всех затрат из бюджета научно-технического исследования составляют затраты на основную заработную плату и накладные расходы. Самые малые доли от общих затрат имеют материальные затраты НТИ и амортизационные отчисления. Все затраты проекта могут быть реализованы, так как оказались ожидаемы.

При планировании бюджета НТИ обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением, что составило 1 142 355,49 руб. В процессе формирования бюджета использованы группировки по статьям.

6.5 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат двух вариантов исполнения научного исследования. Для сравнения выбраны проектируемый сепаратор НГС (испл 1) и сепаратор ГС (испл 2).

Примем, что максимальная стоимость проектирования сепаратора составляют 1 200 000 руб.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{1142355,49}{1\,200\,000} = 0,95, \quad (6.5.1)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп}}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения, таблица 6.4.4.6;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения проекта.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (6.5.2)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i – балльная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в таблице 6.5.1.

Таблица 6.5.1 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2
1.Безопасность	0,1	4	4
2. Удобство в эксплуатации	0,2	4	4
3. Блочность конструкций	0,25	4	4
4. Надежность	0,3	4	3
5. Материалоемкость	0,15	5	4
ИТОГО	1	4,15	3,7

$$I_{p-испл1} = (4 \cdot 0,1) + (4 \cdot 0,2) + (4 \cdot 0,25) + (4 \cdot 0,3) + (5 \cdot 0,15) = 4,15; \quad (6.5.3)$$

$$I_{p-испл2} = (4 \cdot 0,1) + (4 \cdot 0,2) + (4 \cdot 0,25) + (3 \cdot 0,3) + (4 \cdot 0,15) = 3,7. \quad (6.5.4)$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{испл1} = \frac{I_{p-испл1}}{I_{финр}} = \frac{4,15}{0,95} = 4,37; \quad I_{испл2} = \frac{I_{p-испл2}}{I_{финр}} = \frac{3,7}{0,96} = 3,9.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать

наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{\text{ср}}$):

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{испл1}}}{I_{\text{испл2}}} = \frac{4,37}{3,9} = 1,12. \quad (6.5.5)$$

Таблица 6.5.2 - Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Испл.1	Испл.2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,95	0,95
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,15	3,7
3	Интегральный показатель эффективности	4,37	3,9
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,12	

Сравнив значения интегральных показателей эффективности можно сделать вывод, что с позиции финансовой и ресурсной эффективности наиболее экономичным будет вариант исполнения 1.

Вывод по разделу

Результат анализа конкурентоспособности технических решений проекта показал, что проект, благодаря своим повышенным показателям производительности является конкурентоспособным по сравнению с конкурентом.

В таблице SWOT-анализа были описаны сильные и слабые стороны проекта, а также выявлены возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. Были приняты решения по минимизации угроз и слабых сторон проекта.

Был разработан график проведения научного исследования, в котором было произведено распределение обязанностей по научно-исследовательской работе и рассчитано время, необходимое для выполнения работы. На котором видно, что большая часть работы ложится на инженера (99 рабочих дней), а наиболее трудоемкой работой является выполнение проекта на формате А1 в карандашном исполнении (53 рабочих дня). Для повышения экономической эффективности и снижения трудоемкости планируется ввести современные методы проработки чертежей с применением программ САПР.

Также был сформирован бюджет затрат НИИ, который составил 1 142 355,49 руб., из которого 87790 руб. уходит на материальные затраты, 3793 руб. на амортизацию, 442803,74 руб. на заработную плату, 57564,48 руб. на дополнительную заработную плату, 150110,44 руб. на социальные нужды, 400294,57 руб. на накладные расходы.

В разделе определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта был рассчитан интегральный показатель эффективности, который составил 4,37, что с позиции финансовой и ресурсной эффективности наиболее экономичным по сравнению с конкурентом.

7 Социальная ответственность

Объектом исследования является УПН нефтяного месторождения (Томская область) в частности нефтегазовый сепаратор и его модернизация.

Цель данной работы состоит в аналитике используемого оборудования для дегазации водонефтяной эмульсии. А также модернизация нефтегазового сепаратора.

Совершенствование процессов производства подразумевает внедрение новых технологий. В свою очередь внедрение новых технологий требует от работников предприятия определенного уровня профессиональных знаний, включающих владение техникой и технологией производства, но наиболее важной составляющей на многих предприятиях является соблюдение техники безопасности.

7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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

В соответствии с ГОСТ 12.0.004–90 инструктажи подразделяют на следующие виды: вводный инструктаж, первичный инструктаж, повторный инструктаж, целевой инструктаж.

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

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

- на рабочее место, защищенное от воздействия вредных или опасных производственных факторов;
- на возмещение вреда, причиненного увечьем, профессиональным заболеванием либо иным повреждением здоровья, связанным с исполнением им трудовых обязанностей;
- на обучение безопасным методам и приемам труда за счет работодателя.

Основные направления государственной политики в области охраны труда:

- признание и обеспечение приоритета жизни и здоровья работников по отношению к результатам производственной деятельности предприятий;
- установление единых нормативных требований по охране труда для предприятий;
- защита интересов работников, пострадавших в результате несчастных случаев на производстве.

Виды обеспечения по страхованию:

- пособие по временной нетрудоспособности;
- единовременные страховые выплаты;
- ежемесячные страховые выплаты;
- лечение застрахованного, осуществляемое на территории РФ;
- проезд застрахованного и сопровождающего его лица для получения отдельных видов медицинской и социальной реабилитации;
- медицинская реабилитация.

Организация рабочей зоны

Работы выполняются на площадке размером 100 м² на высоте 14,49 м. На территории цеха площадки установлены и определены знаками безопасности и аншлагами места остановки (стоянки) спецтранспорта и их зоны проезда [7].

Порядок передвижения всех видов транспорта утверждается начальником цеха подготовки и перекачки нефти, предусмотрены пути эвакуации транспортных средств при аварийных ситуациях.

Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета 0,2 м² на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18 м². Обслуживание и контроль работы сепараторов проводится круглый год на открытой площадке.

7.2 Производственная безопасность

Нефтегазовые сепараторы, входящие в состав установки подготовки нефти (УПН), предназначены для очистки газа от капельной жидкости, расположены в цехе подготовки и перекачки нефти. НГС относятся к взрывопожароопасным

объектам, в которых обращаются следующие опасные вещества: нефтегазовая смесь, нефть, нефтяной газ, газовый конденсат.

Опасные и вредные факторы в области рабочей зоны во время эксплуатации НГС представлены в таблице 7.2.1 [4].

Таблица 7.2.1 – Опасные и вредные производственные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Отсутствие или недостаток необходимого освещения	+	+	+	-Требования к освещению СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*[41].
2. Механические опасности	-	+	+	-ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [42].
3. Повышенная загазованность рабочей зоны	-	+	+	-ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Изменением N 1) [43].
4. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	+	+	-ГОСТ 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования [44].
5. Микроклимат на рабочем месте	+	+	+	-Санитарные правила и нормы СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений" [45].

7.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов

Отсутствие или недостаток необходимого освещения

Фактором, определяющим благоприятные условия труда, является рациональное освещение рабочей зоны и рабочих мест. Источники отсутствия или недостатка необходимого освещения: применение недостаточного количества световых приборов, применение маломощных или устаревших ламп, отсутствие или недостаток оконных проёмов.

Когда правильно рассчитано и подобрано освещение производственных помещений, глаза работающего в течение длительного времени сохраняют способность хорошо различать предметы и орудия труда. Такие условия освещения способствуют снижению производственного травматизма и профессиональных заболеваний глаз.

Плохое освещение может привести к ухудшению качества выполняемых работ, что, в свою очередь, приводит к снижению безопасности труда, может стать причиной многих тяжелых и смертельных случаев, таких, как наезд самоходных средств механизации движущихся объектов.

Естественное освещение имеет большое гигиеническое значение, проявляющееся в значительном тонизирующей воздействия на организм человека. Длительное отсутствие естественного (солнечного) света угнетающе действует на психику человека. Санитарные нормы предусматривают обязательное непосредственное естественное освещение помещений.

Нормы освещенности производственных объектов, согласно СНИП 11-4-79 представлены в таблице 7.2.1.1

Таблица 7.2.1.1 – нормы освещенности производственных объектов

Помещение, рабочие места	Искусственное освещение		Естественное освещение	
	Комбинированное	Общее, ЛК	Верхнее	Боковое
Производственно-бытовой корпус	200	150	3	0,8
Насосная воды, узел учёта	30	0,5	0,1	
Рабочие площадки наружных установок	--	20	--	--
Проходы и проезды	--	0,5	--	--
Резервуарные парки, места замера уровня, управление задвижками	--	2	--	--
Шкалы контрольно-измерительных приборов	--	50	--	--

В качестве источника искусственного света применяются люминесцентные лампы типа СПЛ, светодиодные светильники.

Для обеспечения рационального освещения (отвечающего техническим и санитарно-гигиеническим нормам) необходимо правильно подобрать светильники в сочетании с естественным светом. Поддерживать чистоту оконных стекол и поверхностей светильников.

Механические опасности

Механические опасности на предприятиях представляют собой движущиеся машины и механизмы (автотранспорт, насосное, вентиляционное оборудование), незащищённые подвижные элементы оборудования (механический уровнемер, запорно-регулирующая арматура), разрушающиеся конструкции (обветшалые лестничные марши), сосуды работающие под давлением (НГС, КСУ, УБС, ОГ, трубопроводы), острые кромки, заусенцы на поверхности заготовок инструментов и оборудования, а также падение предметов с высоты (при выполнении ремонтных работ).

Механические опасности могут возникнуть у любого объекта, способного причинить человеку травму, увечье и даже летальный исход в результате неспровоцированного контакта объекта или его частей с человеком.

Средствами коллективной защиты являются: оградительные устройства, предохранительные устройства, тормозные устройства, устройства автоматического контроля и сигнализации, устройства дистанционного управления, знаки безопасности.

Средства индивидуальной защиты: каска, защитная обувь, очки, перчатки, спецодежда.

Повышенная загазованность рабочей зоны

Нефть и нефтепродукты представляют собой сложную жидкую смесь углеводородов и высокомолекулярных углеводородных соединений серы, азота, некоторых металлов и органических кислот, растворенных углеводородных газов, минеральных солей, воды и других элементов.

Загазованность рабочей зоны может возникнуть в результате:

- утечки токсичных и вредных газов из негерметичного оборудования (запорно-регулирующая арматура, фланцевые соединения, вышедший из строя трубопровод);

-испарения из открытых емкостей (резервуаров, подземных емкостей);

-выделения вредных газов при обработке материалов, окраске распылением, сушке окрашенных поверхностей (эмаль, металлическая пыль при работе с УШМ).

Физиологическое воздействие на организм человека некоторых газов, содержащихся в нефти представлено в таблице 8.2.1.2

Таблица 7.2.1.2 – Физиологическое воздействие на организм человека

Газ	Содержание		Длительность и характер воздействия
	об. %	мг/л	
Оксид углерода	0,1	1,25	Через 1 час – головная боль, тошнота, недомогание
	0,5	6,25	Через 20-30 мин – смертельное отравление
	1,0	12,50	Через 1-2 мин – очень сильное или смертельное отравление
Сероводород	0,01 –	0,15–	Через несколько часов – легкое отравление
	0,02	0,31	Через 5-8 мин сильное раздражение глаз, носа, горла
	0,1 – 0,34	1,54 –	Быстрое смертельное отравление
Оксиды азота	0,006	0,29	Кратковременное воздействие – раздражение горла
	0,01	0,48	Продолжительное воздействие – опасно для жизни
	0,025	1,2	При кратковременном воздействии – смертельное отравление

Средства защиты органов дыхания применяются в тех случаях, когда не обеспечивается требуемая чистота воздуха рабочей зоны, предусмотренная требованиями ГОСТ 12.1.005-88.

Для защиты органов дыхания, применяются персональные дыхательные устройства (ПДУ-3), противогазы и противопылевые респираторы. По степени защиты органов дыхания противогазы подразделяются на фильтрующие, шланговые и изолирующие.

Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

Поражение электрическим током связано с обслуживанием персонала электротехнического оборудования. К такому оборудованию на данном участке относятся: устройство регулировки взлива, датчики уровня, преобразователь давления, преобразователь температуры, газосигнализатор, уровнемер, электропривод ЗКЛ.

Действие электрического тока на организм человека:

- возникают внешние местные поражения – ожоги;
- возникают внутренние механические поражения - разрыв тканей и некоторых внутренних органов;
- возникают механические повреждения, вследствие падения человека с высоты из-за испуга при незначительном воздействии силы тока;

В таблице 7.2.1.3 согласно (ГОСТ 12.1.038-82) представлены значения предельно допустимых уровней напряжения и тока в зависимости от продолжительности воздействия на организм человека.

Таблица 7.2.1.3 – Предельно допустимые уровни напряжения и тока

Ряд тока	Нормируемая величина	Предельно допустимые уровни, не более, при продолжительности воздействия тока, с											
		0,01-0,08	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	Св.1,0
Переменный 50 Гц	Напряжение, В	550	340	160	135	120	105	95	85	75	70	60	20
	Ток, мА	650	400	190	160	140	125	105	90	75	65	50	6
Переменный 400 Гц	Напряжение, В	650	500	500	330	250	200	170	140	130	110	100	36
	Ток, мА												8
Постоянный	Напряжение, В	650	500	400	350	300	250	240	230	220	210	200	40
	Ток, мА												15

Электрооборудование должно быть выполнено во взрывозащищенном исполнении, проходить техническое обслуживание и текущие ремонты согласно графика.

Средства защиты от поражения электрическим током: диэлектрические

перчатки и боты, резиновые диэлектрические ковры, изолирующие штанга и клещи, заземление оборудования.

Микроклимат на рабочем месте

Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 показатели микроклимата должны обеспечивать сохранение теплового баланса человека с окружающей средой и поддержание оптимального или допустимого теплового состояния организма. Показателями характеризующими микроклимат в производственных помещениях, являются температура воздуха, температура поверхностей, относительная влажность воздуха, скорость движения воздуха и интенсивность теплового облучения. К источникам нарушения показателей микроклимата относятся: малое или наоборот большое количество радиаторов отопления, отсутствие или недостаток кондиционеров, не укомплектованность сезонными СИЗами.

Отклонения показателей микроклимата вызывают повреждения или нарушения состояния здоровья, могут приводить к возникновению общих и локальных ощущений теплового дискомфорта, напряжению механизмов терморегуляции, ухудшению самочувствия и понижению работоспособности.

Месторождение относится к северной строительно-климатической зоне, по климатическому подрайону - IB [17].

Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений с категорией работ IB должны соответствовать величинам, приведенным в таблице 7.2.1.4

Таблица 7.2.1.4 - Оптимальные величины показателей микроклимата

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °C	Температура поверхностей, °C	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	IB (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
Теплый	IB (140-174)	22-24	21-25	60-40	0,1

Для поддержания оптимальных параметров воздушной среды производства, операторная УПН оборудована системами центрального отопления,

кондиционирования и приточно-вытяжной вентиляцией, работникам выдаются сезонные СИЗ.

7.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия

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

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

При решении вопроса о выборе системы освещения для того или иного производственного помещения следует, опираясь на гигиенические и производственно-экономические данные, наметить наиболее эффективные источники света из числа выпускаемых и подготовленных к выпуску нашей промышленностью.

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

2. Минимально необходимые требования, обеспечивающие механическую безопасность, на всех этапах жизненного цикла машин и оборудования, устанавливают технические регламенты с учетом степени риска причинения вреда:

- Должны быть установлены устройства аварийной остановки;
- Должна быть нанесена специальная окраска выступающих подвижных частей оборудования;
- Необходимо либо увеличение наименьшего расстояния между подвижными частями так, чтобы часть тела безопасно размещалась в этом промежутке, либо уменьшение этого промежутка до такой степени, чтобы никакая часть тела не могла попасть в него;
- Должен быть увеличен прямой обзор рабочего пространства и опасных

зон с рабочего места оператора путем уменьшения «мертвых» зон и размещения средств непрямого обзора с учетом характеристик зрения человека;

- Должны быть установлены предупредительные таблички на оборудовании вблизи опасных зон;

- Должны использоваться СИЗ от порезов.

3. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны установлены ГОСТом.

Снижение уровня воздействия на работающих вредных веществ или его полное устранение достигается путем проведения технологических, санитарно-технических, лечебно-профилактических мероприятий и применением средств индивидуальной защиты.

К технологическим мероприятиям относятся такие как внедрение непрерывных технологий, автоматизация и механизация производственных процессов, дистанционное управление, герметизация оборудования, замена опасных технологических процессов.

Когда технологические, санитарно-технические меры не полностью исключают наличие вредных веществ в воздушной среде, отсутствуют методы и приборы для их контроля, проводятся лечебно-профилактические мероприятия:

- - организация и проведение предварительных и периодических медицинских осмотров;
- - дыхательной гимнастики;
- - щелочных ингаляций;
- - обеспечение лечебно-профилактическим питанием и молоком и др.

Особое внимание в этих случаях должно уделяться применению средств индивидуальной защиты, прежде всего для защиты органов дыхания (фильтрующие и изолирующие противогазы, респираторы, защитные очки, специальная одежда).

4. Для предупреждения возникновения опасных искровых разрядов с поверхности нефти и нефтепродуктов, оборудования, а также с тела человека необходимо предусматривать меры, уменьшающие величину заряда и обеспечивающие стекание возникающего заряда статического электричества.

Для снижения интенсивности накапливания электрических зарядов нефтепродукты должны закачиваться в емкости, цистерны и резервуары без разбрызгивания, распыления или бурного перемешивания. Если емкость пустая, то расстояние от конца загрузочной трубы до конца приемного сосуда не должно превышать **200 мм**, а если это невозможно, то струя должна быть направлена вдоль стенки емкости. До момента заполнения приемо-раздаточного патрубка скорость подачи нефти в емкость в этом случае не должна превышать **1 м/с**.

Для обеспечения стекания возникшего электростатического заряда все металлические части аппаратуры, насосов и трубопроводных коммуникаций должны быть заземлены.

Средства защиты от статического электричества должны соответствовать ГОСТ 12.4.124.

5. Оптимальный микроклимат в рабочей зоне проще всего создать с помощью современной системы кондиционирования, которая поддерживает температуру, чистоту и уровень влажности воздуха в помещении на заданном уровне. Доказано, что кондиционирование воздуха на рабочем месте помогает повысить производительность труда, сократить число несчастных случаев, снизить уровень заболеваемости работников и даже улучшить отношения в коллективе.

Если такую систему установить невозможно, то нужно постараться максимально защитить рабочую зону от проникновения тепла извне, а также увеличить вентиляцию в помещениях в жаркое время года, тогда как в более холодные сезоны необходимо позаботиться об отсутствии сквозняков и установить системы отопления.

Допустимые микроклиматические условия установлены по критериям допустимого теплового состояния человека на период 8-часовой рабочей смены. Они не вызывают повреждений или нарушений состояния здоровья, но могут приводить к возникновению общих и локальных ощущений теплового дискомфорта, напряжению механизмов терморегуляции, ухудшению самочувствия и понижению работоспособности.

В целях профилактики неблагоприятного воздействия микроклимата должны быть использованы защитные мероприятия, направленные на нормализацию теплового состояния организма работающего (спецодежда, средства индивидуальной защиты, помещения для отдыха с нормируемыми показателя микроклимата, регламентацией времени непрерывного пребывания в неблагоприятном микроклимате).

При температуре воздуха ниже $+16^{\circ}\text{C}$ работников обеспечивают комплектами спецодежды и обуви с соответствующими тепло- и влагозащитными свойствами. В условиях охлаждающего микроклимата вблизи действующих забоев не далее 100 м устраивают помещения, кабины или ниши для обогрева работающих.

При невозможности снижения температуры воздуха на рабочих местах до $+26^{\circ}\text{C}$ применяют системы кондиционирования воздуха либо СИЗ с использованием искусственного охлаждения.

7.3 Экологическая безопасность

К технологическим источникам, загрязняющих *атмосферу* УПН, относятся:

- выбросы при продувках оборудования и коммуникаций;
- «дыхание» емкостного и резервуарного оборудования;

Для предотвращения загрязнения атмосферного воздуха необходимо оснащение технологического оборудования предохранительными устройствами со сбросом в специальные емкости с последующим возвращением жидких продуктов в технологический процесс, использование факельных установок для сжигания аварийных выбросов газа;

Загрязнение *гидросферы* при эксплуатации УПН может происходить в следующих случаях:

- утечки через не плотности оборудования и фланцевых соединений;
- отказ трубопровода, проходящий через реку, ручей водоем с последующим загрязнением воды нефтепродуктами и химическими веществами;

Для своевременного обнаружения и ликвидации утечек необходим контроль состояния сварных швов, аппаратов, трубопроводов и фланцевых соединений.

Загрязнение *литосферы* при работе УПН:

- попадание хим. веществ на почву при закачке и его транспортировке;
- попадание нефтешлама на грунт в процессе зачистки нефтепромыслового оборудования;

Комплекс мероприятий, направленных для предотвращения загрязнения литосферы:

- для локализации загрязнений непосредственно на месте образования предусмотрено устройство бетонных площадок и обвалований;
- герметичная система подготовки нефти;
- дренирование жидкости из технологических аппаратов в подземные емкости и возврат продуктов в технологический процесс.

Весь технологический процесс УПН контролируется приборами КИПиА. Предусмотрена предаварийная светозвуковая сигнализация, датчики протечек и состояния ГВС, сигнализация максимально–допустимого уровня в резервуарах и емкостном оборудовании.

7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Возможные ЧС: разгерметизация оборудования, пожар, разрушение оборудования, сбой системы электроснабжения, наводнение, землетрясение, изменение состава газовой смеси, загрязнение подземных вод и водоемов.

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

Главная задача при борьбе с пожарами – это их ликвидация. Для ликвидации небольших возгораний персонал УПН до прибытия пожарной охраны должен использовать первичные средства пожаротушения. В качестве первичных средств пожаротушения используются: ручные огнетушители, полотна асбестовые, песок, пожарный инвентарь (лопаты, ведра). На каждой площадке установки подготовки нефти устанавливаются пожарные щиты, оснащенные первичными средствами пожаротушения, согласно правилам пожарной безопасности в Российской

Федерации.

Пожаротушение НГС происходит передвижной пожарной техникой, а также автоматической системой пожаротушения и системой азототушения.

Вывод по разделу

Практическая значимость полученных результатов раздела «Социальная ответственность» заключается в том, что соблюдение достаточного уровня безопасности труда, соблюдение норм и правил при планировании и производстве работ существенно снижает риск травмирования и заболевания работника, а так же положительно влияет на результат производственной деятельности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении работы были выполнены все цели и задачи. Был модернизирован нефтегазовый сепаратор НГС-II-П-1,0-3400-2-И, которым оборудован цех подготовки и перекачки нефти.

Исходя из прочностных расчетов сварных и резьбовых соединений, делаем вывод, что конструкция короба обладает нужным запасом прочности. Следовательно, эксплуатация оборудования должна проходить без преждевременных остановок на ремонт и диагностику.

Модернизация нефтегазового сепаратора площадки УПН позволяет увеличить производительность сепаратора по газу и нефти. Применение центробежных элементов приемлемо в экономическом плане, так как доход от повышения производительности намного превышает затраты на изготовления всей модернизируемой системы.

На объекте обеспечивается достаточный уровень безопасности, соответствующий требованиям действующей нормативно-технической документации в области промышленной безопасности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Российская Федерация. Законы. Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов // Рос. Газ. -1997.- 21 июля.
2. Федеральный ред закон от 22.07.2008 N 123-технический ФЗ (ред. о от 13.07.2015) "Технический пожарной регламент о электронный требованиях пожарной режим безопасности" - [электронный ресурс], режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_78699/
3. ГОСТ 2.316–2008 документации Единая система нанесения конструкторской документации. технических Правила нанесения и надписей, технических на требований и документах таблиц на положения графических документах. гост Общие положения. введ Взамен ГОСТ 2.316–68; стандартиформ дата введ. 01.07.2009. М.: Стандартиформ, 2009. 12 с.
4. ГОСТ 12.0.003-2015 труда Система стандартов опасные безопасности труда (вредные ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
5. ГН 2.2.5.1313-03 допустимые гигиенические нормативы "пдк Предельно допустимые веществ концентрации (ПДК) воздухе вредных веществ в воздухе электронный рабочей зоны; режим введ. 15.06.2003 - [электронный ресурс], режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/901862250>
6. МР 2.2.7.2129-06 "эргономика Физиология труда и эргономика. отдыха Режимы труда и отдыха время работающих в открытой холодное время или на открытой неотапливаемых территории или в неотапливаемых введ помещениях. Методические ресурс рекомендации"; введ. 19.09.2006 - [доступа электронный ресурс], режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_67073/

7. ванкор Инструкция ООО «режиму РН-Ванкор» и по режиму обслуживанию работы и концевого безопасному обслуживанию и сепаратора концевого, № п1-01.05 и-02394 красноярск юл-583, версия 1.00 г. Красноярск, 2017
8. помещений НПБ 105-03 Определение и категорий помещений, установок зданий и взрывопожарной наружных установок пожарной по взрывопожарной и пожарной ресурс опасности; введ. 01.08.2003 - [доступа электронный ресурс], режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200032102>
9. взрывобезопасности ПБ 09-540-03 Общие взрывопожароопасных правила взрывобезопасности нефтехимических для взрывопожароопасных нефтеперерабатывающих химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих ресурс производств; введ. 21.06.2003 - [доступа электронный ресурс], режим доступа: http://www.ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/11/11832/
10. электроустановок ПУЭ Правила введ устройства электроустановок. ресурс Издание 7; введ. 08.07.2002 - [доступа электронный ресурс], режим доступа: http://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/7/7177/
11. Р 2.2.2006–05 "Гигиена гигиенической труда. Руководство факторов по гигиенической среде оценке факторов трудового рабочей среды и трудового классификация процесса. Критерии и классификация электронный условий труда"; режим введ. 01.11.2005 - [электронный ресурс], режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200040973>
12. СанПиН 2.2.4.548-96 "микроклимату Гигиенические требования к микроклимату электронный производственных помещений"; режим введ. 01.10.1996 - [электронный ресурс], режим доступа: http://www.tehbez.ru/Docum/DocumShow_DocumID_333.html

13. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 и Санитарно-защитные классификация зоны и сооружений санитарная классификация иных предприятий, сооружений и иных ресурс объектов; введ. 15.05.2003 - [доступа электронный ресурс], режим доступа: http://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/11/11774/
14. шум СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Санитарные рабочих нормы. Шум в на рабочих жилых местах, в зданий помещениях жилых, на общественных зданий и на электронный территории жилой режим застройки. - [электронный ресурс], режим доступа: <http://www.vashdom.ru/sanpin/224-218562-96/>
15. СН 2.2.4/2.1.8.566. вибрация Санитарные нормы. в Производственная вибрация, жилых вибрация в общественных помещениях жилых и общественных режим зданий. - [электронный ресурс], режим доступа: <http://www.vashdom.ru/sanpin/224-218566-96/>
16. СО 153.34.21.122-2003 «молниезащиты Инструкция по сооружений устройству молниезащиты промышленных зданий, сооружений и промышленных коммуникаций». - [электронный ресурс], режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200034368>
17. СП 131.13330.2012 "электронный Строительная климатология"; режим введ. 01.01.2013 - [электронный ресурс], режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095546>
18. СТО 4.2-07-2014 общие Система менеджмента к качества. Общие изложению требования к оформлению построению, изложению и оформлению введ документов учебной дата деятельности. Введ. красноярск впервые; дата сфу введ. 27.02.2012. Красноярск: ИПК СФУ, 2012. - 57 с.
19. ТОИ Р-45-084-01. "Типовая труда инструкция по работе охране труда персональном при работе введ на персональном ресурс компьютере"; введ. 01.07.2001 - [доступа электронный ресурс], режим доступа:

http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_79762/8b2ed343ae4bcf0636ccee936afa1156fb10b78ae/

20. Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост. : Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. - Электрон. дан. - Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016

21. Безопасность и экологичность проекта: учеб. пособие /Ю. Н. Безбородов, Н. Д. Булчаев, Л. Н. Горбунова, Н. Н. Позднякова. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2015. – 148 с.

22. Выпускная часть квалификационная работа. Экономическая часть : методические указания [Электронный ресурс] / сост. Е.В. Костоулова. – Электрон. д ан. – Красноярск : Сиб. федер. ун -т, 2016. – 43 с.

23. Каталог продукции «Кургнахиммаш» «оборудование Разделительное и сепарационное оборудование». 195 с.

24. Лутошкин Г.С. нефти Сбор и и подготовка нефти, к газа и воды к транспорту.- М.: Недра, 1978. -319 с.

25. Ничипорчик С.Н., Корженцевский М.И., Калачев В.Ф., 'Детали и машин в примерах и задачах' – 2-е изд. – Выш. школа, 1981–432 с., ил.

26. Пат. 2343277 Российская федерация, МПК В01D 17/04 В01D 17/12. Способ и система эмульсии экстракции и сепаратора переработки эмульсии вода из сепаратора нефть/вода / Грейв Эдвард Дж., Олсон Майкл Д. ; заявитель и патентообладатель Эксонмобил Апстрим Рисерч Компани - № 2017109677 ; заявл. 07.08.2015 ; опубл. 20.08.2018, Бюл. № 23. - 23 с.

27. Пат. 2604377 Российская федерация, МПК В01D 17/04. Жидкостно- газовый сепаратор / Аухадеев Р.Р., Набиуллин Р.Ф., Гараев А.А., Набиуллин Ф.Г.,

Исламова Ч.С. ; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» - № 2017109677 ; заявл. 19.06.2015 ; опубл. 10.12.2016, Бюл. № 34. - 12 с.

28. Пат. 6,709,500 Соединенные Штаты Америки, МПК В01D 19/00. Система жидкости для отделения газового обработанной жидкости с из газового наклонного потока с использованием наклонного сосуда / Хью М. Уэст ; заявитель и патентообладатель Национальная резервуарная компания. - № 10/272,657 ; заявл. 17.10.2002 ; опубл. 23.03.2004. - 15 с.

29. Пат. 6,821,322 Соединенные Штаты Америки, МПК В01D 19/00. или Сепараторы для смесей трехфазных или реализуемых двухфазных смесей центробежным жидкости, реализуемых с центробежным разделением устройством, предназначенным из для разделения смеси газа из жидкой смеси / Сальваторе Милиа ; заявитель и патентообладатель Инж. Милиа и К.С.р.л. - № 10/366,258 ; заявл. 13.02.2003 ; опубл. 23.11.2004. - 10 с.

30. Пат. 2343277 Российская федерация, МПК E21B 43/34. Нефтегазовый воды сепаратор со сбросом воды / Саяпов М.Х., Кроков В.А., Крюков А.В. ; заявитель и патентообладатель ЗАО Науч.- технич. комп. « Модульнефтегазкомплект». - № 2007114651/03 ; заявл. 18.04.2007 ; опубл. 10.01.2009, Бюл. № 1. - 5 с.

31. Пат. 2531684 в Российская федерация, устройство МПК В03С 1/28. Устройство из сепарации намагничиваемых частиц из суспензии / Хартман Вернер, Кригльштайн Вольфганг ; заявитель и патентообладатель Сименс Акциенгезелльшафт - № 2012107475/03 ; заявл. 23.07.2010 ; опубл. 27.10.2014, Бюл. № 30. - 10 с.

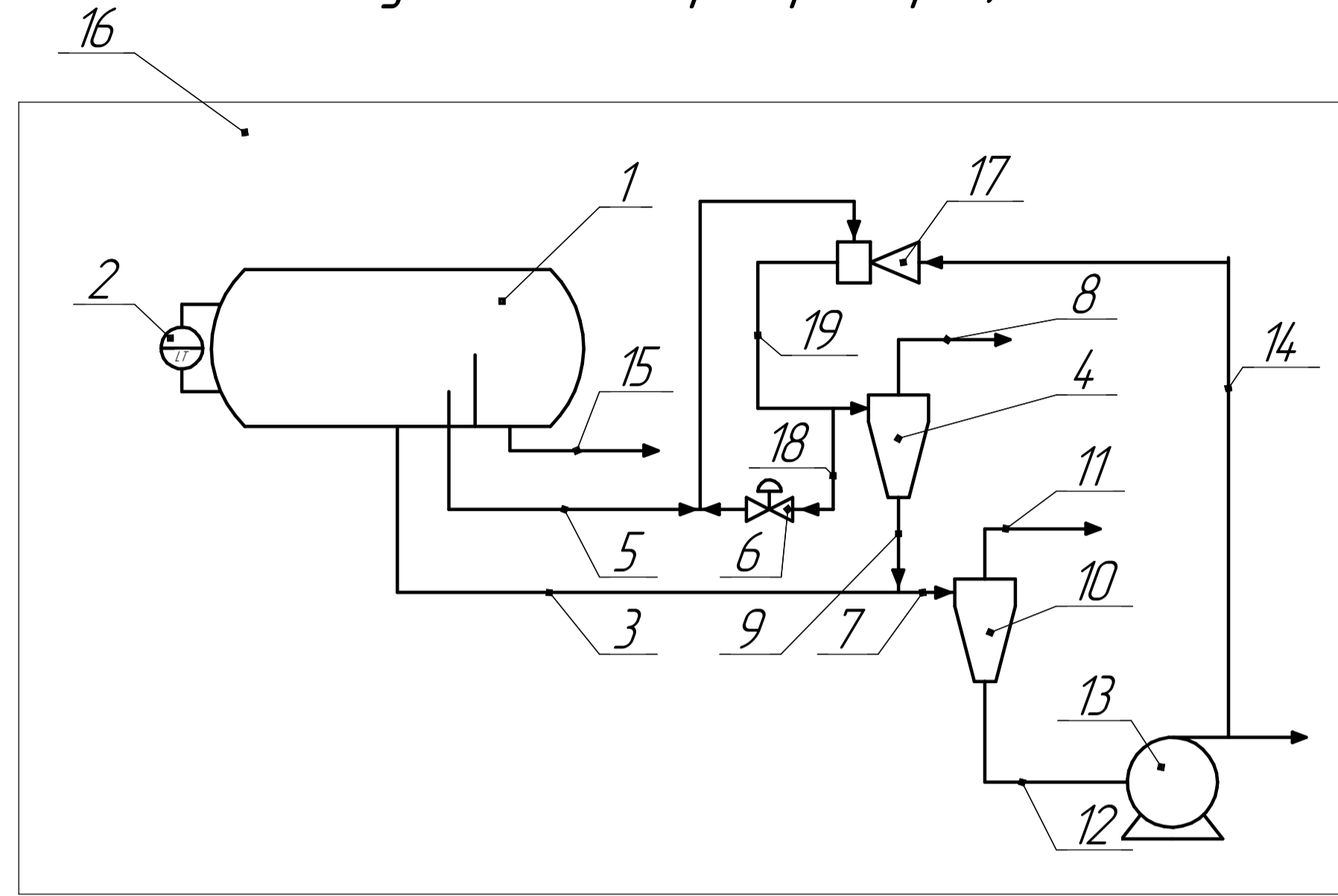
32. Складской комплекс ЧТПЗ. Каталог продукции. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://market.chelpipe.ru/production/>

33. Gas Process Equipment Company Products Oil&gas separators. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://www.gpeco.com/products/oilgasseparators.html>
34. Generon Product [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://www.generon.com/product/flue-gas-treatment-and-separation/>
35. Invest Brothers [Электронный ресурс] - Режим доступа: https://investbrothers.ru/stata/stata_oil/urals/
36. Vector Прайст- лист [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://vectormet.com/49-list-gk>
37. PECOM.ru Доставка грузов [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://pecom.ru/services-are/>
38. Regmarket [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://strezhevoy.regmarkets.ru/product/>
39. TD-electrod Продажа электродов [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://td-electrode.ru/tomsk/strezhevoy/>
40. Zarplata.ru [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://tomskaya-oblast.zarplata.ru/vacancy/card/139074452>
41. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95
42. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
43. ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Изменением N 1)
44. ГОСТ 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования

45. Санитарные правила и нормы СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений"

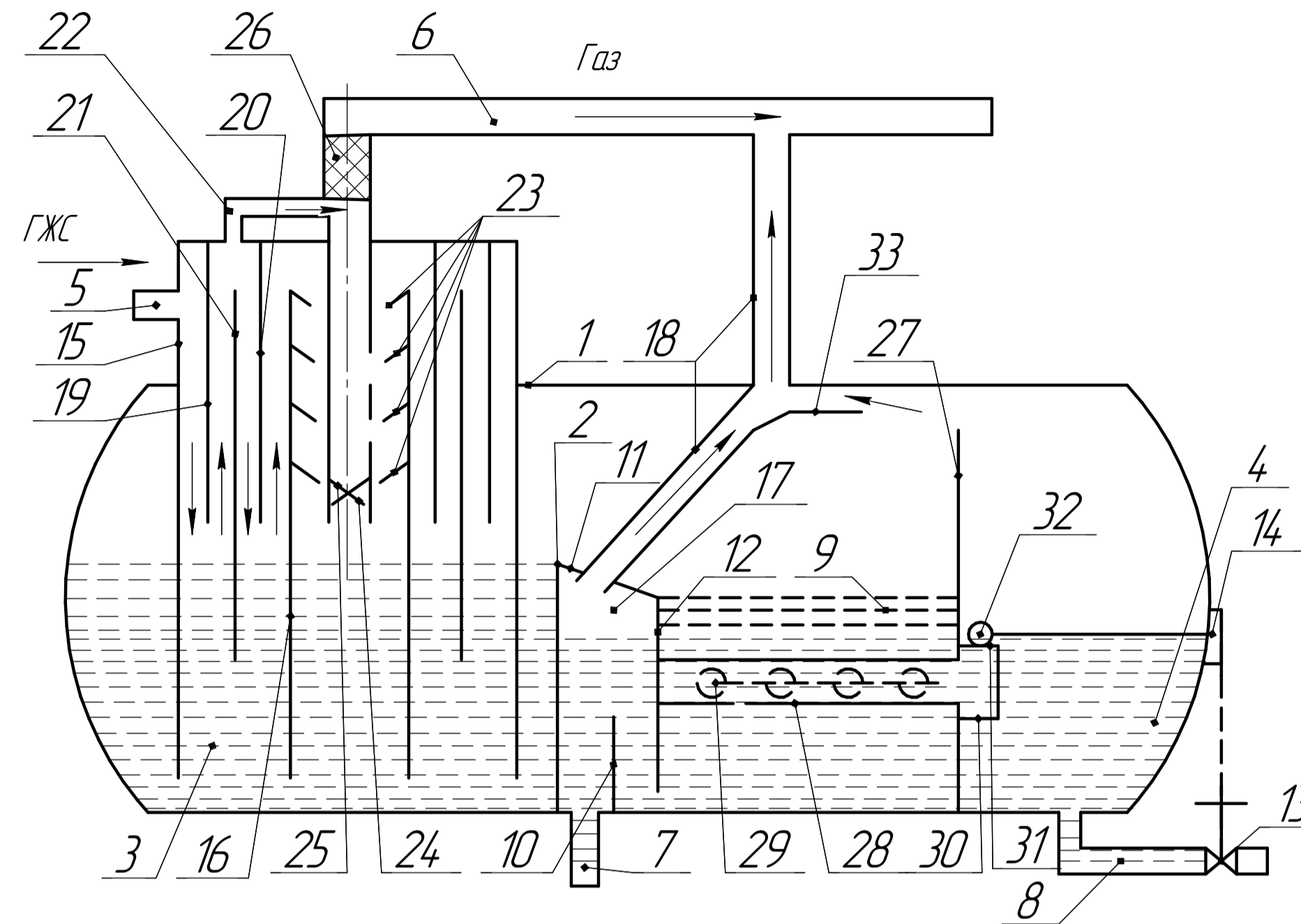
Приложение А: Патентно-информационный обзор

Патент № RU 2664514
Способ и система экстракции и переработки эмульсии из сепаратора нефть/вода



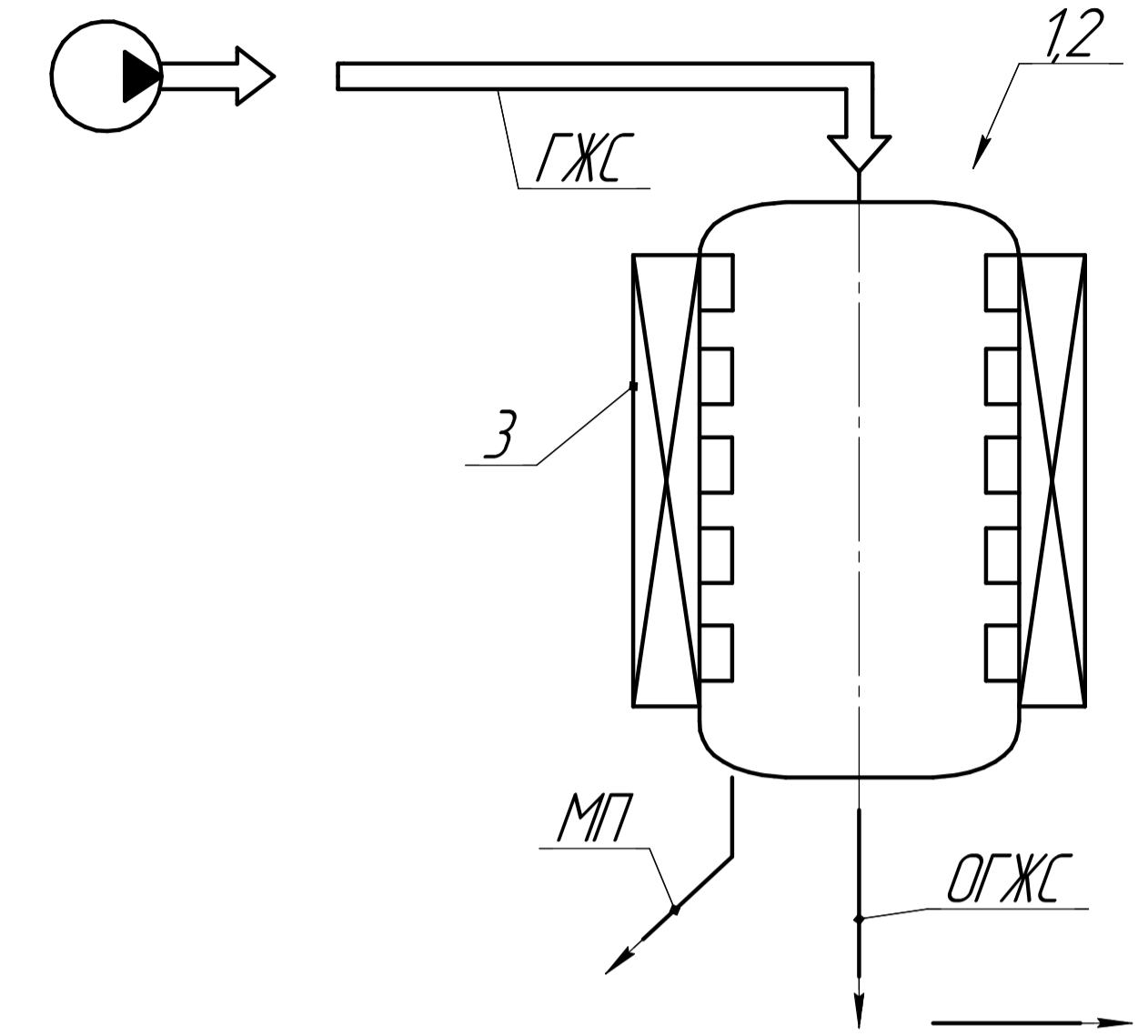
- Обозначения:
1 – сепаратор; 2 – детектор; 3 – линия выпуска воды;
4 – первое сепарационное устройство; 5 – линия выпуска эмульсии;
6 – контрольный клапан; 7 – объем получения;
8 – выпуск отбрасываемого потока; 9 – выпуск подпотока;
10 – второе сепарационное устройство; 11 – выпуск отбрасываемого потока;
12 – выпуск подпотока; 13 – насос; 14 – линия рецикла; 15 – линия выпуска нефти;
16 – система экстракции и переработки эмульсии из сепаратора нефть/вода;
17 – струйный насос; 18 – воздушная линия; 19 – смешительное колена.

Патент № RU 2604377
Жидкостно-газовый сепаратор



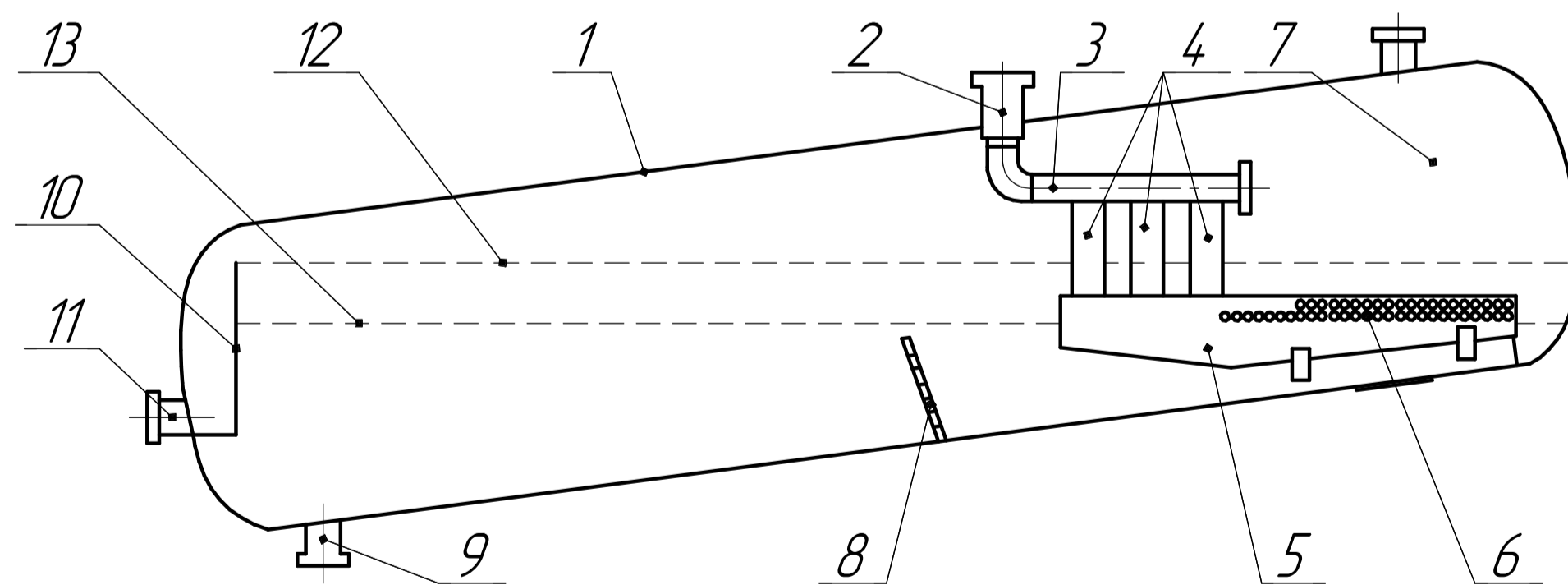
- Обозначения:
1 – корпус; 2 – вертикальная разделительная перегородка; 3 – входная секция; 4 – выходная секция;
5 – трубопровод для ввода ГЖС; 6 – патрубок вывода газа; 7 – патрубок вывода более тяжелой жидкой среды;
8 – патрубок вывода более легкой жидкой среды; 9 – пакет фазоразделительных насадок; 10 – переливная перегородка;
11 – сливной лоток; 12 – поперечная перегородка; 13 – регулируемая задвижка; 14 – датчик; 15 – вертикальный гидрациклон;
16 – каплеотбойная камера; 17 – пространство под сливным лотком; 18 – трубка; 19, 20 – две короткие трубки;
21 – длинная трубка; 22 – газоотводный канал; 23 – усеченные конусы; 24 – сужающийся снизу вверх конус;
25 – расширяющийся снизу вверх конус; 26 – вертикальная металлическая сетка; 27 – вертикальная разделительная перегородка;
28 – трубка с отверстиями; 29 – сквозные отверстия; 30 – карман; 31 – верхняя кромка кармана; 33 – патрубок ввода газа.

Патент № RU 2531684
Устройство сепарации намагничиваемых частиц из суспензии



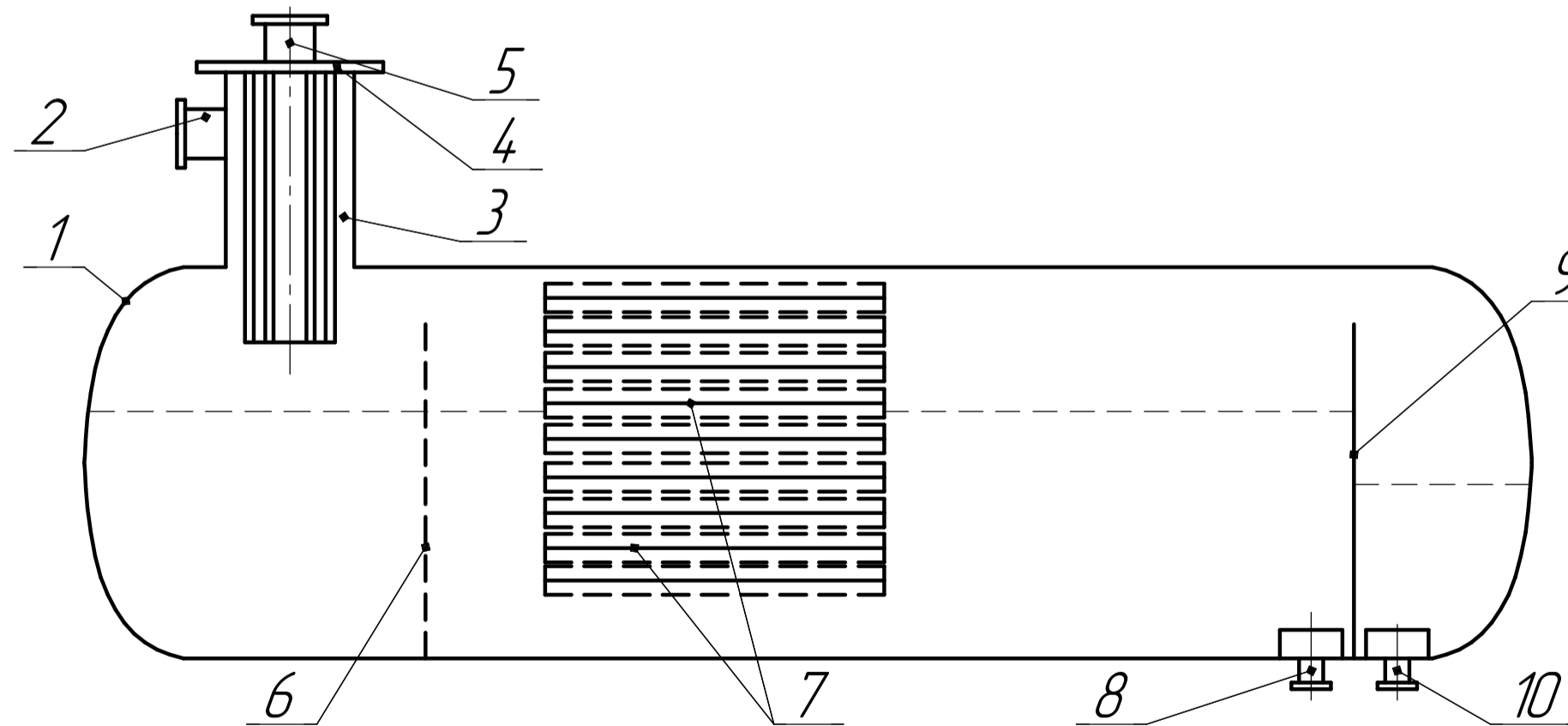
- Обозначения:
1 – сепаратор; 2 – трубы сепаратора; 3 – магнитное устройство;
ГЖС – газожидкостная смесь; МП – механические примеси;
ОГЖС – очищенная газожидкостная смесь.

Патент № US 6,709,500
Система для отделения обработанной жидкости из газовой смеси с использованием наклонного сосуда



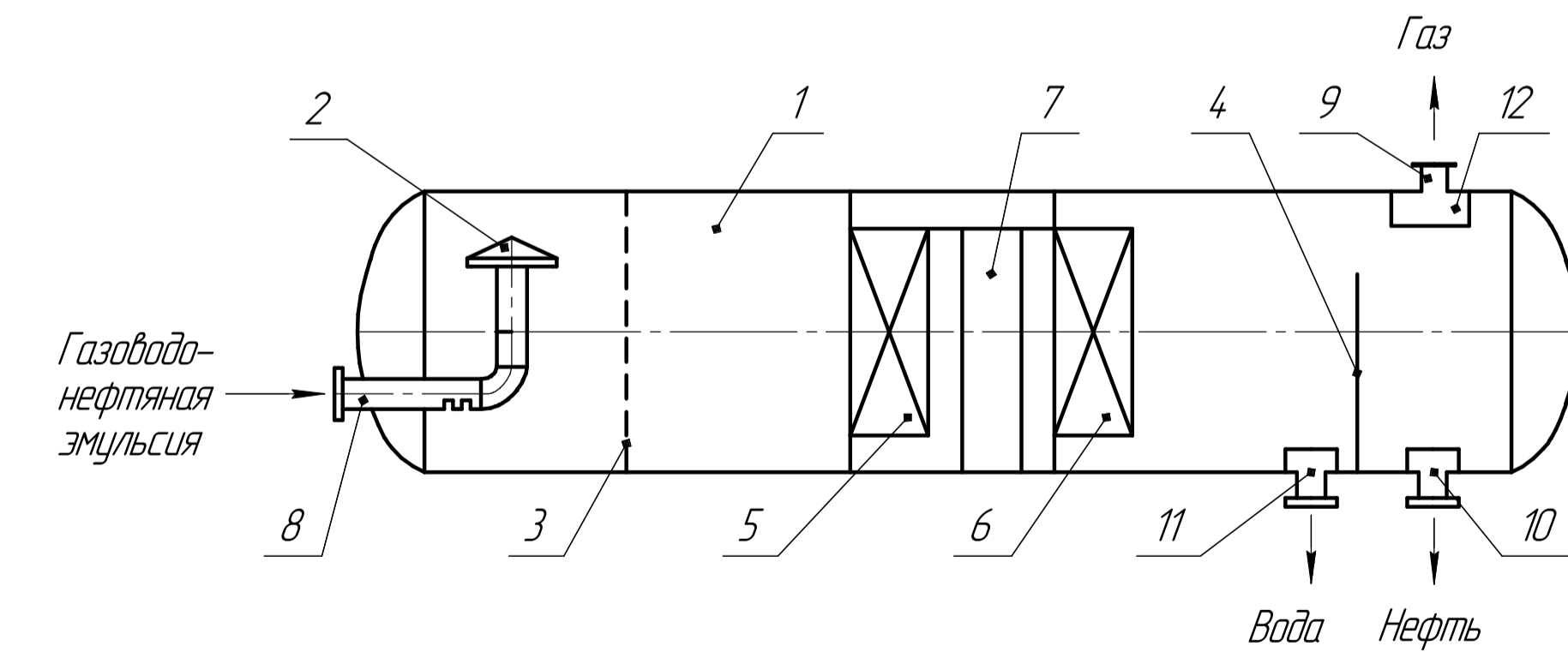
- Обозначения:
1 – сосуд; 2 – штуцер входа нефтяной эмульсии;
3 – коллектор; 4 – вихревые трубки;
5 – распределительная емкость;
6 – отверстия для поступления эмульсии;
7 – объем занимаемый газом;
8 – диффлектор; 9 – штуцер для слива воды;
10 – перегородка; 11 – штуцер для слива нефти;
12 – граница раздела газ-жидкость;
13 – граница раздела нефть-вода.

Патент № US 6,821,322
Сепараторы для трехфазных или двухфазных смесей жидкости, реализуемых с центробежным устройством, предназначенным для разделения газа из жидкой смеси



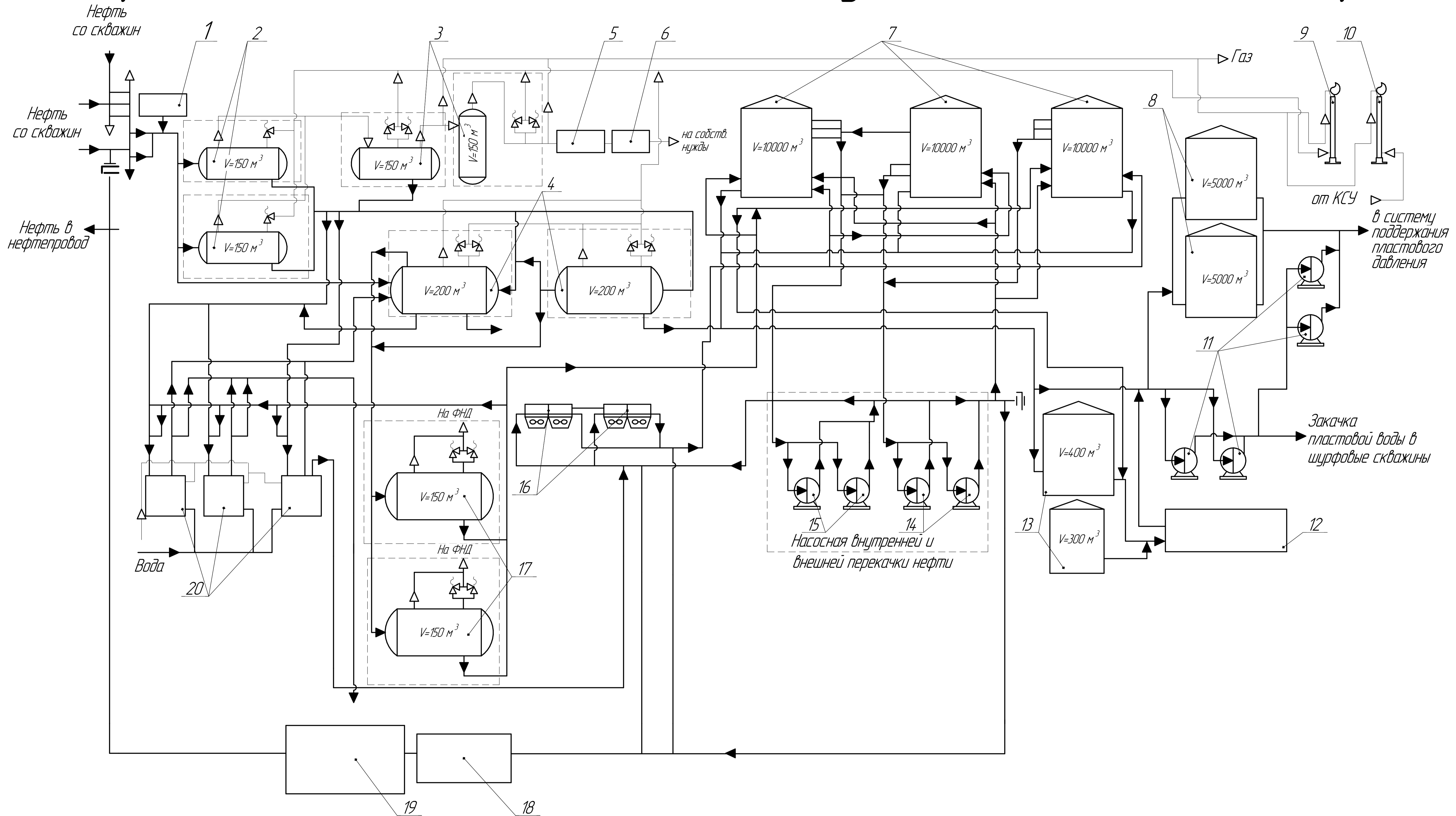
- Обозначения:
1 – горизонтальный сосуд; 2 – штуцер подачи эмульсии;
3 – центробежное сепарационное устройство; 4 – фланец;
5 – штуцер сброса газа; 6 – успокоительная перегородка;
7 – пакет разделительных пластин; 8 – штуцер сброса воды;
9 – разделительная перегородка; 10 – штуцер сброса нефти.

Патент № RU 2343277
Нефтегазовый сепаратор со сбросом воды



- Обозначения:
1 – емкость; 2 – центробежная насадка; 3 – выравнивающая перегородка;
4 – переливная перегородка; 5, 6 – коалицирующие насадки;
7 – вертикальная перегородка; 8 – патрубок ввода; 9, 10, 11 – патрубки отвода;
12 – каплеулавливающие насадки.

Приложение Б: Технологическая схема установки подготовки нефти



Технологические аппараты и оборудование:

1 – блок химических реагентов; 2 – сепараторы нефтегазовые 1 ступени; 3 – сепараторы газовые; 4 – отстойники нефти; 5 – устройство осушки нефтяного газа; 6 – узел учета газа; 7 – резервуары нефти; 8 – резервуары пластовой воды; 9 – факел высокого давления (ФВД); 10 – факел низкого давления (ФНД); 11 – насосы пластовой воды; 12 – насосная пожаротушения; 13 – пожарные резервуары; 14 – насосы внешней откачки нефти; 15 – насосы внутренней перекачки нефти; 16 – аппараты воздушного охлаждения для охлаждения товарной нефти; 17 – концевые сепарационные установки (КСУ); 18 – блок фильтров; 19 – блок регуляторов давления; 20 – путевые подогреватели.