

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Физики высоких технологий

Направление подготовки Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

Профиль подготовки Машины и аппараты химических производств

Кафедра Общей химии и химической технологии

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Проект модернизации теплообменного оборудования Лугинецкой газокompрессорной станции

УДК 622.691.4.05(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4KM51	Семке Александр Витальевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ОХХТ	Семакина О.К.	к.т.н., с.н.с.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Креницына З.В.	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ЭБЖ	Раденков Т.А.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОХХТ	Ан В.В.	к.т.н., доцент		

Перечень результатов обучения (профессиональных и универсальных компетенций), запланированных к достижению выпускниками данной образовательной программы

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВПО, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Профессиональные компетенции</i>		
P1	Применять базовые математические, естественнонаучные, социально-экономические и специальные знания в профессиональной деятельности	Требования ФГОС (ПК-1,2,3,19,20), Критерий 5 АИОР (п.1.1)
P2	Применять знания в области энерго-и ресурсосберегающих процессов и оборудования химической технологии, нефтехимии и биотехнологии для решения производственных задач	Требования ФГОС (ПК-4,5,9,15 ОК-7), Критерий 5 АИОР (пп.1.1,1.2)
P3	Ставить и решать задачи производственного анализа, связанные с созданием и переработкой материалов с использованием моделирования объектов и процессов химической технологии, нефтехимии и биотехнологии.	Требования ФГОС (ПК-4,5,8,11, ОК-2,4), Критерий 5 АИОР (пп.1.2)
P4	Проектировать и использовать новое энерго-и ресурсосберегающее оборудование химической технологии, нефтехимии и биотехнологии	Требования ФГОС (ПК-8,11,23,24), Критерий 5 АИОР (п.1.3)
P5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области энерго-и ресурсосберегающих процессов химической технологии, нефтехимии и биотехнологии	Требования ФГОС (ПК-1,4,5,19-22, ОК-7,10), Критерий 5 АИОР (п.1.4)
P6	Осваивать и эксплуатировать современное высокотехнологичное оборудование, обеспечивать его высокую эффективность и надежность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.	Требования ФГОС (ПК-6,12,13,14,17, ОК-3,4,8), Критерий 5 АИОР (п.1.5)
P7	Применять знания по проектному менеджменту для ведения инновационной инженерной деятельности с учетом юридических аспектов защиты интеллектуальной собственности	Требования ФГОС (ПК-3, 8, 9, 10, 11, 12, 13), Критерий 5 АИОР (п. 2.1), согласованный с требованиями международных

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВПО, критериев и/или заинтересованных сторон
		стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P8	Использовать современные компьютерные методы вычисления, основанные на применении современных эффективных программных продуктов при расчете свойств материалов, процессов, аппаратов и систем, характерных для профессиональной области деятельности; находить необходимую литературу, использовать компьютерные базы данных и другие источники информации	Требования ФГОС (ПК-4, 5, 9, 10, 11, 14)
<i>Общекультурные компетенции</i>		
P9	Демонстрировать знания социальных, этических и культурных аспектов профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1,2,6-10), Критерий 5 АИОР (пп.2.4,2.5)
P10	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-6,7,8), Критерий 5 АИОР (2.6)
P11	Владеть иностранным языком на уровне, позволяющем разрабатывать документацию, презентовать результаты профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-11) , Критерий 5 АИОР (п.2.2)
P12	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.	Требования ФГОС (ОК-3,4,5,12) , Критерий 5 АИОР (пп.1.6, 2.3)

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт физики высоких технологий

Направление подготовки (специальность) Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

Профиль подготовки Машины и аппараты химических производств

Кафедра общей химии и химической технологии

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

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

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
4КМ51	Семке Александру Витальевичу

Тема работы:

Проект модернизации теплообменного оборудования Лугинецкой газокompрессорной станции

Утверждена приказом директора (дата, номер)

08.12.2016 г., №10497/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

30.05.2017

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Лугинецкая газокompрессорная станция

ОАО «Томскнефть ВНК».

- Сырье – попутный нефтяной газ.;
- Производительность на входе – 4.285 млн. $\text{м}^3/\text{сут}$;
- Производительность на выходе – 4.030 млн. $\text{м}^3/\text{сут}$;
- Режим работы – непрерывный;

Модернизация с разработкой энергоэффективного кожухотрубчатого теплообменника для следующих рабочих параметров:

Производительность по газу – 2.1425 млн $\text{м}^3/\text{сутки}$;
Теплоносители

- Горячий – попутный нефтяной газ: $T_n=45\text{ }^\circ\text{C}$, $T_k=39\text{ }^\circ\text{C}$
- Холодный – вода: $T_n=12\text{ }^\circ\text{C}$, $T_k=20\text{ }^\circ\text{C}$

Давление (раб.) в трубном пространстве: 6,3 МПа;

Давление (раб.) в межтрубном пространстве: 1,3 МПа;

Режим работы: непрерывный;

	<p><u>Разработка энергоэффективного фильтра-сепаратора для следующих рабочих параметров:</u> Рабочая среда – попутный нефтяной газ (газожидкостная смесь) Производительность по газу – 1.285 млн м³/сутки; Рабочая температура среды – +5/+18 °С; Рабочее давление – 0,25 МПа</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Введение</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Описание производственного объекта <ol style="list-style-type: none"> 1.1 Общая характеристика и назначение 1.2 Описание технологической схемы 2. Анализ технических и технологических проблем ЛГКС <ol style="list-style-type: none"> 2.1 Описание теплообменного оборудования, применяемого на ЛГКС 2.2 Характеристика выявленной проблемы 3. Модернизация теплообменного оборудования ЛГКС 4. Расчет кожухотрубчатого теплообменника <ol style="list-style-type: none"> 4.1 Выбор конструкционного материала 4.2 Технологический расчет 4.3 Конструктивный расчет 4.4 Механический расчет 5. Очистка газа от механических примесей и капельной жидкости <ol style="list-style-type: none"> 5.1 Современные методы очистки газа 5.2 Исследование краевого угла смачивания поверхности фильтрующих элементов фильтра-сепаратора 6. Расчет фильтра сепаратора <ol style="list-style-type: none"> 6.1 Исходные данные 6.2 Механический расчет 6.3 Расчет средств защиты от аварийного превышения давления 7. Социальная ответственность <ol style="list-style-type: none"> 7.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов 7.2 Производственная санитария 7.3 Пожарная безопасность 7.4 Экологическая безопасность 7.5 Безопасность в ЧС 7.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение <ol style="list-style-type: none"> 8.1 Анализ эффективности действующего производства 8.2 Расчет себестоимости готовой продукции по действующему производству 8.3 Определение цены готовой продукции по действующему производству 8.4 Анализ безубыточности по действующему производству 8.5 Расчет производственной мощности на плановый период 8.6 Расчет затрат на производство по плановому производству 8.7 Определение цены готовой продукции по

	<p>плановому производству</p> <p>8.8 Анализ безубыточности по плановому производству</p> <p>8.9 Сравнение технико-экономических показателей действующего и планового производств</p> <p>Заключение</p> <p>Список использованных источников литературы</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Лист 1. Технологическая схема. (A0)</p> <p>Лист 2. Кожухотрубчатый теплообменник. Чертеж общего вида. (A1)</p> <p>Лист 3. Кожухотрубчатый теплообменник. Сборочные единицы. (A1)</p> <p>Лист 4. Фильтр-сепаратор. Чертеж общего вида. (A0)</p> <p>Лист 5. Фильтр-сепаратор. Сборочные единицы. (A0)</p> <p>Лист 6. Результаты исследования краевого угла смачивания поверхности фильтрующих элементов. (A1)</p> <p>Лист 7. Технико-экономические показатели (A1)</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	к.т.н., доцент Криницына З.В.
Социальная ответственность	Ассистент кафедры ЭБЖ Раденков Т.А.
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
5. Очистка газа от механических примесей и капельной жидкости	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Семакина О.К.	к.т.н., с.н.с.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4КМ51	Семке Александр Витальевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
4КМ51	Семке Александру Витальевичу

Институт	ИФВТ	Кафедра	ОХХТ
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

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

<ol style="list-style-type: none"> 1. Стоимость ресурсов проекта: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования 	<p><i>Работа с информацией, представленной в технологическом регламенте, аналитических материалах, нормативно-правовых документах; опрос.</i></p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<ol style="list-style-type: none"> 1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала проекта 2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований 3. Планирование процесса управления проектом: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок 4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности 	<p><i>Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования.</i></p> <p><i>Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.</i></p> <p><i>Определение производственной мощности. Расчет сырья, материалов, оборудования, фонда оплаты труда. Расчет себестоимости готового продукта. Расчет точки безубыточности.</i></p> <p><i>Проведение оценки экономической эффективности газокompрессорной станции ОАО «Томскнефть» ВНК на Лугинецком месторождении</i></p>
--	---

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<ol style="list-style-type: none"> 1. Расчет точки безубыточности графическим и математическим методами. 2. Расчет технико-экономических показателей 3. Расчёт чистого денежного потока 4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности проекта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Криницына З.В.	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4КМ51	Семке Александр Витальевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
4KM51	Семке Александр Витальевич

Институт	ИФВТ	Кафедра	ОХХТ
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Энерго-и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p><i>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.</i></p>	<p><i>Оборудование для комплексной подготовки газа. Лугинецкая газокompрессорная станция</i></p>
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p><i>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p><i>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p><i>Нефть и нефтяной газ относятся к III классу опасности, ПДК аэрозоля нефти в воздухе не более 10 мг/м³. Она содержит легкоиспаряющиеся вещества, опасные для человека – возбудимость ЦНС, снижение кровяного давления.</i></p> <p><i>Загазованность рабочей зоны по ГН 2.2.5.1313. – 03;</i></p> <p><i>Недостаточность освещения по ГОСТ Р 55710 - 2013;</i></p> <p><i>Измерение шума на рабочем месте по ГОСТ 12.1.003 – 83;</i></p> <p><i>Опасность поражения электрическим током по ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ;</i></p> <p><i>Опасность термических ожогов по РД 153-34.0-03.702-99.</i></p> <p><i>Опасность взрыва и пожара по ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ;</i></p> <p><i>Правила работы на высоте устанавливаются ПОТ РМ 012-2000.</i></p> <p><i>При работе с нефтью необходимо иметь противогазы марки БКФ, защитные перчатки, мази, очки. Также при работе в закрытых помещениях должны быть установлены приточно-вытяжные вентиляции.</i></p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны 	<p><i>Защита селитебной зоны:</i></p> <p><i>Объект по подготовке и переработке</i></p>

<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>нефти и газа относится к I классу опасности. Санитарно-защитная зона – 1000 м.</p> <p>Величина ПДК. Средне суточное, мг/м³:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Хлор – 0,03; • Оксид углерода – 3; • Диоксид серы – 0,1; • Диоксид азота – 0,04 • Свинец – 0,0003 <p>Для защиты гидросферы предусмотрено:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Обвалование площадок; • Дренажные емкости для сбора разливов нефтепродуктов; • Сточные воды проходят механическую очистку. <p>Защита литосферы осуществляется утилизацией отходов производства, установленным регламентом производства.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<ul style="list-style-type: none"> - Взрыв, пожар, разрыв трубопровода; - Протечки в запорно-регулирующей арматуре или в аппаратах; - Сбои в работе системы электроснабжения. - При возникновении ЧС в первую очередь необходимо сообщить в пожарную охрану и скорую помощь. - Прекращение подачи сырья; - Отсечь аварийный участок; - Переключение на резервную линию; - Отцепить территорию лентой и выставить необходимые знаки.
<p>4. 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>Повышение оплаты труда – не менее 4% тарифной ставки;</p> <p>Продолжительность рабочего времени – не более 36 часов в неделю;</p> <p>К работе не допускаются женщины и лица, не достигшие восемнадцатилетнего возраста.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры	Раденков Тимофей Александрович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4КМ51	Семке Александр Витальевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа выполнена в форме магистерской диссертации, состоит из графической части, представленной на 7 листах формата А1-А0 и пояснительной записки. Пояснительная записка содержит 190 листов формата А4, 23 рисунка и 32 таблицы. Пояснительная записка выполнена в среде Microsoft office Word 2013, с использованием PTC Mathcad 15.0 и Wolfram Mathematica v 10.4. Графический материал выполнен с использованием программного обеспечения КОМПАС 3D V15 и Microsoft office Visio 2013.

Ключевые слова: газокompрессорная станция, кожухотрубчатый теплообменник, дополнительное охлаждение, фильтр-сепаратор, фильтрующий элемент, смачивание

Цель работы: разработка проекта по увеличению производительности Лугинецкой газокompрессорной станции путем модернизации теплообменного оборудования.

В магистерской диссертации рассмотрены основные проблемы ЛГКС, связанные с теплообменным оборудованием, и предложены пути их решения.

В разделе «Описание производственного объекта» приводится основная характеристика Лугинецкой газокompрессорной станции и описание технологической схемы процесса подготовки и компримирования газа.

В разделе «Анализ технических и технологических проблем ЛГКС» выявлена и охарактеризована основная проблема применяемого оборудования.

В разделе «Модернизация теплообменного оборудования ЛГКС» описан предлагаемый вариант модернизации.

В разделе «Расчет кожухотрубчатого теплообменника» содержится технологический, конструктивный и механический расчеты теплообменника.

В разделе «Очистка газа от механических примесей и капельной жидкости» рассмотрены основные методы очистки газа, а также проведено исследование краевого угла смачивания поверхности фильтрующих элементов входного фильтра сепаратора.

В разделе «Расчет фильтра-сепаратора» выполнен механический расчет и проверка на прочность основных элементов аппарата. Произведен расчет и выбор предохранительного устройства от аварийного превышения давления.

В разделе «социальная ответственность» рассмотрены вопросы обеспечения безопасной работы персонала, производственной санитарии и охраны окружающей среды.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» проведен анализ эффективности действующего производства, представлен анализ безубыточности до и после увеличения производственной мощности и сравнение технико-экономических показателей действующего и планового производства.

Abstract

Graduation qualification work is carried out in the form of a master's thesis, consists of a graphic part presented on 7 sheets of A1-A0 format and an explanatory note. The explanatory note contains 190 sheets of A4 format, 23 figures and 32 tables. The explanatory note is made in the Microsoft Office Word 2013 environment, using PTC Mathcad 15.0 and Wolfram Mathematica v 10.4. The graphic material is made using software KOMPAS 3D V15 and Microsoft Office Visio 2013.

Keywords: gas compressor station, shell-and-tube heat exchanger, additional cooling, filter-separator, filter element, wetting

Objective: to develop a project to increase the productivity of the Luginetsk gas compressor station by upgrading the heat exchange equipment.

In the master's thesis the main problems of LHSs related to heat-exchange equipment are considered, and ways of their solution are offered.

In the section "Description of the production facility" the main characteristic of the Luginetsk gas compressor station and a description of the technological scheme of the gas preparation and compression process are given.

In the section "Analysis of technical and technological problems of LGKS", the main problem of the equipment used has been identified and characterized.

In the section "Modernization of heat exchanging equipment LGKS" describes the proposed upgrade option.

The section "Calculating the shell-and-tube heat exchanger" contains the technological, constructive and mechanical calculations of the heat exchanger.

In the section "Cleaning of gas from mechanical impurities and a dropping liquid" the main methods of gas purification are examined, and the contact angle of the surface of the filter elements of the separator inlet filter is investigated.

In the section "Calculation of the filter-separator", a mechanical calculation and a check on the strength of the main elements of the apparatus were made. The calculation and selection of a safety device against an emergency overpressure have been made.

In the section "social responsibility" the issues of ensuring the safe operation of personnel, industrial sanitation and environmental protection are considered.

In the section "Financial Management, Resource Efficiency and Resource Saving", an analysis of the efficiency of the current production was carried out, an analysis of the break-even before and after increasing the production capacity and a comparison of the technical and economic indicators of the current and planned production are presented.

Оглавление

Введение	14
1 Описание производственного объекта	15
1.1 Общая характеристика и назначение	16
1.2 Описание технологической схемы ЛГКС	17
2 Анализ технических и технологических проблем ЛГКС	23
2.1 Описание основного теплообменного оборудования применяемого на ЛГКС	23
2.2 Характеристика выявленной проблемы	27
3 Модернизация теплообменного оборудования ЛГКС	29
4 Расчет кожухотрубчатого теплообменника	30
4.1 Выбор конструкционного материала	30
4.2 Технологический расчет	31
4.2.1 Тепловой расчет	31
4.2.2 Ориентировочный расчет поверхности теплообмена	33
4.2.3 Уточненный расчет поверхности теплообмена	34
4.3 Конструктивный расчет теплообменника	38
4.4 Механический расчет кожухотрубчатого теплообменника	41
4.4.1 Расчет давлений	44
4.4.2 Расчет толщин стенок корпуса аппарата	44
4.4.3 Расчет фланцевого соединения для фланцев кожуха и распределительной камеры аппарата	48
4.4.4 Расчет укрепления отверстий в оболочках	61
4.4.5 Определение усилий в элементах теплообменного аппарата	71
4.4.6 Расчет труб на прочность, устойчивость и жесткость. Расчет способа крепления труб к решетке	77
4.4.7 Расчет массы аппарата	80
4.4.8 Расчет седловых опор	82
5 Очистка газа от механических примесей и капельной жидкости	87
5.1 Современные методы очистки газа	87
5.2 Исследование краевого угла смачивания поверхности фильтрующих элементов фильтра-сепаратора	93
6 Расчет фильтра-сепаратора участка входа ЛГКС	97
6.1 Исходные данные	99
6.2 Механический расчет фильтра сепаратора	99
6.2.1 Расчет толщины стенки цилиндрической обечайки	101
6.2.2 Расчет стандартных эллиптических крышек	104
6.2.3 Расчет укрепления отверстий в оболочках	105
6.2.4 Расчет фланцевых соединений	108
6.2.5 Расчет седловых опор	118
6.3 Расчет средств защиты фильтра-сепаратора от аварийного превышения давления	123

7	Социальная ответственность.	131
7.1	Анализ вредных и опасных производственных факторов.	132
7.2	Производственная санитария.	137
7.2.1	Состояние воздушной среды.	137
7.2.2	Метеорологические условия.	140
7.2.3	Шумы.	141
7.2.4	Освещение.	141
7.2.5	Электробезопасность.	142
7.2.6	Термическая опасность. Повышенная температуры поверхностей.	143
7.3	Пожарная безопасность.	144
7.4	Экологическая безопасность.	146
7.4.1	Защита селитебной зоны.	147
7.4.2	Воздействие объекта на атмосферу.	147
7.4.3	Воздействие объекта на гидросферу.	147
7.4.4	Воздействие объекта на литосферу.	148
7.5	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.	149
7.6	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	151
8	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	152
8.1	Анализ эффективности действующего производства.	152
8.2	Расчет себестоимости готовой продукции по действующему производству.	154
8.2.1	Расчет численности персонала.	154
8.2.2	Расчет годового фонда заработной платы персонала.	155
8.2.3	Расчет затрат на производство продукции.	158
8.3	Определение цены готовой продукции по действующему производству.	162
8.4	Анализ безубыточности по действующему производству.	162
8.5	Расчет производственной мощности на плановый период при увеличении объема производства до 728563,57 т/год.	163
8.6	Расчет затрат на производство продукции по плановому производству.	164
8.7	Определение цены готовой продукции по плановому производству	167
8.8	Анализ безубыточности по плановому производству.	167
8.9	Сравнение технико-экономических показателей.	168
	Заключение.	170
	Список научных трудов.	171
	Список использованных источников.	172
	Приложение 1.	175
	Приложение 2.	185
	Приложение 3	188

Введение

Попутный нефтяной газ (ПНГ) – представляет собой смесь углеводородов с наименьшей молекулярной массой (метан, этан, пропан, бутаны и др.). Содержится в пластовой жидкости и выделяется из неё путём сепарирования. ПНГ — ценный углеводородный ресурс, используется и как топливо, и как сырьё для получения различных химических веществ. Из попутного газа путём химической переработки получают пропилен, бутилены, бутадиен для производства пластмасс и каучуков [1].

Выделяемый газ требует специальной подготовки и применения соответствующего технологического оборудования. Как правило, подготовка ПНГ включает следующий комплекс мероприятий: осушка, удаление механических примесей, сероочистка, отбензинивание (извлечение жидких углеводородов C₃+выше), удаление негорючих компонентов газа (азот, двуокись углерода), охлаждение, компримирование.

Компримирование является важным этапом подготовки попутного нефтяного газа. Попутный нефтяной газ 2-ой и последующих ступеней сепарации нефти является низконапорным, его собственного давления, которое не превышает 0.4–0.5 МПа, недостаточно для закачки в магистральный газопровод и транспортировки потребителю.

При компримировании газ нагревается, что приводит к увеличению его вязкости и соответственно затрат мощности на перекачку. Кроме того, увеличение температуры газа отрицательно влияет на состояние изоляции газопровода, вызывает дополнительные продольные напряжения в его стенке. Следовательно вопрос о модернизации и применении на объектах подготовки и компримирования газа современного и наиболее эффективного теплообменного оборудования является одним из самых актуальных на сегодняшний день.

Целью магистерской диссертации является разработка проекта по увеличению производительности Лугинецкой газокompрессорной станции путем модернизации теплообменного оборудования.

1 Описание производственного объекта

Рассматриваемым, в ходе выполнения магистерской диссертации, производственным объектом является Лугинецкая газокompрессорная станция ОАО «Томскнефть» ВНК (ЛГКС).

Лугинецкая компрессорная станция ОАО "Томскнефть" ВНК расположена на Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении в административном отношении расположено в Парабельском районе Томской области в 400 км. к северо-западу от г. Томска, на землях лесного фонда Территориального управления – Кедровское лесничество, Осиповского участкового лесничества, в эксплуатационных лесах. Районный центр – с. Парабель – находится в 130 км. от месторождения, а ближайший населённый пункт г. Кедровый, удалён на расстояние около 80 км. Ближайшим крупным центром является г. Колпашево, расстояние до которого водным путём равно 570 км. по воздушной трассе 220 км.

Территория района представляет собой сглаженную, слаборасчленённую равнину. Абсолютные отметки рельефа варьируют в пределах 75-130 м. Наименьшие отметки приурочены к руслам и поймам рек. Самой крупной на территории является р. Чижайка. Воды рек и озёр применяются для хозяйственных целей и питьевого водоснабжения. На территории района много болот, однако большая часть его покрыта лесом. Лес смешанный, но преобладают хвойные: пихта, кедр, сосна, много кустарников. Незаселённые участки обильно покрыты луговыми травами. Расчетная температура окружающего воздуха, +15 °С.

Климат района континентальный, с продолжительной холодной зимой коротким тёплым летом. Зимний период продолжается с ноября по апрель, Величина снежного покрова достаточно велика, на лесных участках достигает 1,5 м. Почва зимой промерзает на 1-1,8 м.

Среднегодовое количество осадков составляет 450 – 500 мм в год. Барометрическое давление - 753 мм рт. ст. Максимальная летняя температура:

+33 °С. Минимальная зимняя, -54 °С. Средняя максимальная наиболее жаркого месяца, °С +25. Высота над уровнем моря – 75 м и выше.

1.1 Общая характеристика и назначение

Лугинецкая компрессорная станция ОАО "Томскнефть" ВНК предназначена для компримирования и осушки смешанных потоков газов с выработкой сухого отбензиненного газа для подачи в магистральный трубопровод «Лугинецкое – Парабель», а также для извлечения из газа жидких углеводородов: пропан-бутановой фракции в виде сжиженного газа и углеводородного конденсата С5+выше.

В состав компрессорной станции входят:

- Участок входа газа;
- Участки компримирования газа;
- Участок осушки газа;
- Участок контроля точки росы (по углеводородам);
- Участок ректификации.

Вспомогательные системы:

- Системы теплоносителя, рекуперации отходящего тепла, водоподготовки и горячей воды;
- Системы топливного газа, факела и замкнутая дренажная система;
- Система получения технологического воздуха, воздуха КИПиА и азота;
- Хранение и использование минерального масла, метанола и ингибитора коррозии.

Режим работы компрессорной станции – непрерывный в течение года с периодическими остановами для проведения технического обслуживания и проведения капитального ремонта.

Максимальная производительность станции на входе (в расчете на сухой газ) составляет 4,285 млн. нм³/сутки (нм³ определяются при температуре 0 оС и 101,3 кПа.).

Производительность по выработке сухого отбензиненного газа составляет 4,030 млн. нм³.

Компрессорная станция состоит из одной технологической линии непрерывного действия, кроме участка компримирования газа, который включает два компрессорных агрегата производительностью 2,1425 млн. нм³/сутки каждый.

1.2 Описание технологической схемы ЛГКС

Поток сырьевого газа 2-ой и 3-ей ступеней сепарации УПН с температурой от 5 до 18 °С и давлением 235-250 кПа изб. через отсечной клапан ROV-4202 поступает в слаг-кетчеры V-420 А/В, работающие параллельно как сообщающиеся сосуды.

Температура поступающего в слаг-кетчеры сырьевого газа измеряется местным термометром ТИ-4201.

Отсечной клапан ROV-4202 автоматически закрывается при:

- Аварийно-высоком уровне в слаг-кетчере 1680 мм (LSHH 4204);
- При останове ЛГКС (срабатывание ESD-2,3).

В слаг-кетчер V-420 А подводятся жидкостные трубопроводы от:

- Промежуточного сепаратора V-230;
- Промежуточного сепаратора V-330;
- Резервуара V-910;
- Дренажной ёмкости V-736.

В коллектор сырого газа перед слаг-кетчерами V-420 А/В подводится трубопровод топливного газа для продувки системы.

В слаг-кетчерах происходит отделение газа от жидких углеводородов и воды.

Отделившиеся в слаг-кетчерах V-420 А/В жидкие углеводороды и вода насосами Р-480 А/В, откачиваются на УПН при давлении 500-1400 кПа изб.

Режим работы слаг-кетчеров V-420 А/В поддерживается в заданных пределах следующим образом:

- Уровень в слаг-кетчерах регулируется в пределах 320-860 мм. При уровне 860 мм необходимо пустить насос Р-480А/В. При понижении уровня до 320 мм насос Р-480 А/В необходимо остановить;
- Сигнализируется аварийно-высокий уровень в слаг-кетчере, равный 1680 мм, сигнализатором LSHH-4204 и автоматически закрывается клапан ROV-4202 на подаче сырого газа в слаг-кетчеры;
- Сигнализируется аварийно-низкий уровень 300 мм сигнализатором LSSL-4205 с автоматической остановкой насоса Р-480 А/В и закрытием клапана ROV-4800;
- Измеряются местными приборами TI-4207, TI-4212 температура, LG-4203, LG-4214 уровень в слаг-кетчерах V-420 А/В и PI-4216, PI-4213 давление.

На трубопроводе возврата жидкого продукта от насоса Р-480А/В на УПН предусмотрено измерение FIT-4801, регистрация FR-4801 и интегрирование FIQ- 4801 расхода.

Газ из слаг-кетчеров V-420А/В через фильтр-сепаратор F-450 (или минуя его по байпасу) с температурой от 5 до 18 оС и давлением 235–250 кПа (изб.) подается к входным сепараторам V-210 и V-310 компрессоров С-200 и С-300, работающих параллельно.

В общем коллекторе после слаг-кетчеров V-420А/В регистрируется прибором FR-4211, измеряется и интегрируется прибором FIQ-4211 расход газа с коррекцией по давлению PT-4211 и температуре TE-4211, а так же регулируется давление PIC-4211 с клапаном PV-4211, установленным на трубопроводе сброса на факел.

В фильтре-сепараторе F-450 происходит выделение из газа жидкой фазы и мехпримесей, которые затем из камер сепарационной части через клапан LV-4501 и LV-4508 местных регуляторов уровня LC-4501 и LC-4508 выводится в закрытый дренаж. При этом при достижении уровня 230 мм по команде местных регуляторов клапаны LV-4501, LV-4508 открываются, а при достижении уровня 75 мм закрываются.

Перепад давления на фильтре-сепараторе F-450 измеряется прибором PDISH-4504 и повышение перепада, равное 17 кПа, сигнализируется PDAH-4504.

Для предотвращения возможности уноса жидкой фазы при невыполнении команды регуляторов предусмотрена сигнализация высоких уровней в камерах, равных 340 мм, сигнализаторами LSH-4502 и LSH-4507.

Поток газа от фильтра-сепаратора F-450 поступает по коллектору на всас 1-й ступени двух параллельно работающих главных компрессоров С-200 и С-300 (в дальнейшем компрессоров) с температурой 3-18 оС и давлением 235-250 кПа(изб.).

Линия каждого компрессора рассчитана на переработку 50 % общего расчётного расхода компрессорной станции.

Газ с температурой 3-18 оС и давлением 235-250 кПа (изб.) проходит через входной сепаратор V-210 (V-310) на входе компрессора С-200 (С-300), где удаляется вся капельная жидкость, и при температуре 3-18 оС и давлении 235-250 кПа (изб.) поступает на 1-ю ступень компрессора С-200 (С-300). Компрессор С-200 (С-300) изготовлен фирмой Cooper Rolls, является 3-х ступенчатым агрегатом модели RC6S/RC9-8B и приводится в действие газовой турбиной RT-48. Компрессор изготовлен в 2-х корпусном исполнении. Первая ступень сжатия выполнена в задней камере второго корпуса, а 3-я ступень выполнена в передней камере второго корпуса. Вторая ступень выполнена в отдельном корпусе.

Газ с нагнетания 1-й ступени с давлением 400-535 кПа (изб) и температурой 100-120 оС поступает в промежуточный холодильник 1-ой ступени АХ-220 (АХ-320) для отвода тепла сжатия.

Вывод жидкости из скруббера V-210 (V-310) осуществляется автоматически по сигналу регулятора уровня LIC 2101 (LIC 3101) в закрытую дренажную систему: при достижении уровня 650 мм клапан LV-2101 (LV-3101) на сбросе в дренажную систему открывается, а при уровне 500 мм – закрывается; при аварийно высоком уровне, равном 900 мм, срабатывает сигнализатор LSHH-2104 (LSHH-3104), останавливающий компрессор С-200 (С-300) – быстрый останов OSD-200 (OSD-300).

Газ первой ступени компримирования охлаждается в 1-ом промежуточном холодильнике АХ-220 (АХ-320) до температуры 30-40 °С. Указанная температура поддерживается регулятором TIC-2200 (TIC-3200) путём изменения частоты вращения вентилятора. С ростом температуры контроллер увеличивает частоту вращения электродвигателя а при понижении температуры уменьшает частоту вращения.

Охлаждённый до 30-40 °С в АХ-220 (АХ-320) газ поступает в 1-й промежуточный сепаратор V-230 (V-330). В сепараторе V-230 (V-330) происходит отделение жидкости, которая по команде регулятора уровня LIC-2300 (LIC-3300) через клапан LV-2300 (LV-3300) выводится в слаг-кетчеры V-420А/В. При этом при достижении уровня в V-230 (V-330) 650 мм клапан LV-2300 (LV-3300) автоматически открывается, а при снижении уровня до 500 мм автоматически закрывается.

Газ из 1-го промежуточного сепаратора V-230 (V-330) с температурой 30-40 °С и давлением 400-535 кПа (изб.) поступает на 2-ю ступень, где сжимается до давления 1820-2100 кПа (изб.).

Сжатый 2-й ступенью компрессора газ поступает в холодильник 2-й ступени АХ-240 (АХ-340), где охлаждается до температуры 30-40 °С. Указанная температура поддерживается регулятором TIC-2400 (TIC- 3400) автоматически изменением частоты вращения вентилятора. С ростом

температуры контроллер увеличивает частоту вращения электродвигателя а при понижении температуры уменьшает частоту вращения. Предусмотрена рециркуляция воздуха для поддержания температуры 15 °С автоматическим изменением поворота жалюзи по команде местных регуляторов ТИС-2421÷ТИС-2426 (ТИС-3421÷ТИС-3426).

Охлаждённый в АХ-240 (АХ-340) газ поступает во второй промежуточный сепаратор V-250 (V-350) 3-й ступени компримирования с давлением 1820-2100 кПа (изб.). В этот же сепаратор предусмотрена подача газа от теплообменника НХ-611 узла фракционирования.

В сепараторе V-250 (V-350) происходит отделение жидкости, которая по команде регулятора уровня LIC-2510 (LIC-3510) через клапан LV-2510 (LV-3510) выводится в первый промежуточный сепаратор V-230 (V-330). При этом клапан LV-2510 (LV-3510) автоматически регулирует уровень в сепараторе 480-530 мм.

Газ из 2-го промежуточного сепаратора V-250 (V-350) с температурой 30-40 °С и давлением 1820-2100 кПа (изб.) поступает на 3-ю ступень сжатия, где сжимается до давления 6200-6400 кПа (изб.).

Сжатый 3-й ступенью компрессора газ с температурой 140-160 °С поступает в холодильник нагнетания АХ-260 (АХ-360), где охлаждается до температуры 30-40 °С. Указанная температура поддерживается регулятором ТИС-2618 (ТИС-3618) автоматическим изменением частоты вращения вентилятора. С ростом температуры контроллер увеличивает частоту вращения электродвигателя и открывает верхние жалюзи, а при понижении температуры уменьшает частоту вращения вентилятора и закрывает верхние жалюзи.

Охлаждённый в АХ-260 (АХ-360) газ поступает в сепаратор V-270 (V-370) на выходе 3-й ступени компримирования.

В сепараторе V-270 (V-370) происходит отделение жидкости, которая по команде регулятора уровня LIC-2703 (LIC-3703) через клапан LV-2703 (LV-3703) выводится во второй промежуточный сепаратор V-250 (V-350). При этом

клапан LV-2703 (LV-3703) автоматически регулирует уровень в сепараторе 480-530 мм.

Поток сжатого газа от сепаратора V-270 (V-370) при давлении 6200-6400 кПа (изб.) и температуре 30-40 °С поступает через отсечной клапан ROV-2710 (ROV-3710) на участок осушки газа.

На участке осушки газа происходит удаление из газа воды адсорбционным методом, на выходе из участка осушки контролируется точка росы по воде (-55 °С).

Далее поток газа направляется на участок контроля точки росы по углеводородам, где происходит удаление из газа тяжелых углеводородов, и через узел учета газа направляется в магистральный газопровод.

2 Анализ технических и технологических проблем ЛГКС

Одной из основных и актуальных на сегодняшний день проблем ЛГКС является:

- Вынужденное снижение производительности по выработке сухого отбензиненного газа до 3,500 млн. нм³/сутки в летний период (15.04 – 15.10) из-за технической особенности работы применяемого теплообменного оборудования.

2.1 Описание основного теплообменного оборудования применяемого на ЛГКС

В качестве основного теплообменного оборудования на Лугинецкой газокompрессорной станции используются аппараты воздушного охлаждения (АВО).

Аппарат воздушного охлаждения состоит из одной или нескольких теплообменных секций, установленных на общей раме, вентиляторов, которые прокачивают потоки воздуха через теплообменник и приводов вентиляторов (электромоторов). Вентиляторы устанавливаются в специальных диффузорах, которые предназначены для повышения эффективности и направления воздушного потока. Диффузор вентилятора представляет собой обечайку цилиндрической формы, внутри которой размещен сам вентилятор. Теплообменная секция состоит из трубок, через которые протекает охлаждаемая среда, и коллекторов, к которым подключаются подающий и отводящий трубопроводы и которые распределяют охлаждаемую среду равномерно по трубкам теплообменника. Для увеличения площади поверхностей, через которые происходит передача тепла, часто применяют трубки с внешним оребрением или на трубки насаживаются специальные пластины, которые называются ребрами или ламелями. Соединение трубок и ребер производится методом дорнования, что обеспечивает надежный контакт и эффективную теплопередачу. Технологическая среда, которую требуется

охлаждать, поступает в трубки теплообменника. Тепло передается от среды к трубкам, а от трубок к ребрам и далее к воздуху, который отводит тепло от теплообменника в окружающую среду [2].

Принципиальная схема устройства аппарата воздушного охлаждения представлена на рис.1.

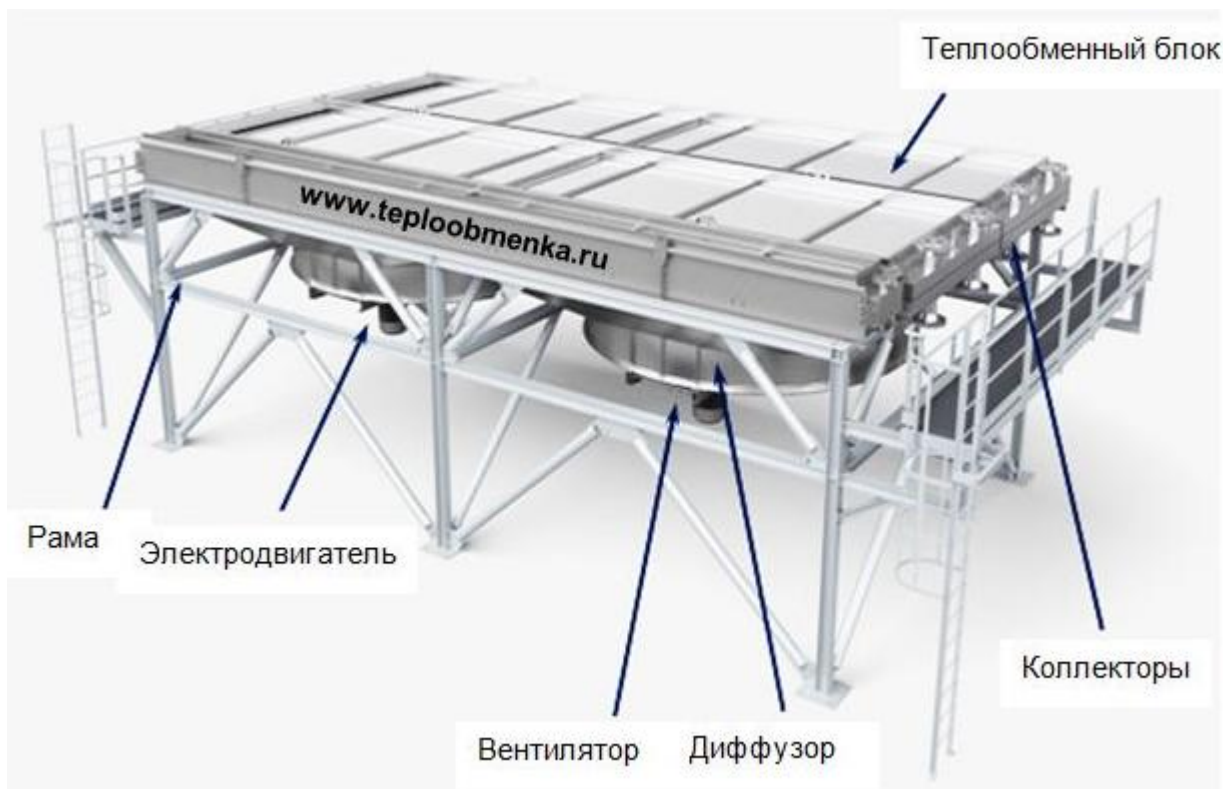


Рисунок 1 –Принципиальная схема аппарата воздушного охлаждения

В зависимости от назначения аппараты воздушного охлаждения делят на конденсаторы (КВО) и холодильники (ХВО). Применяемые в настоящее время АВО принципиально отличаются друг от друга расположением трубных секций и типом и количеством воздухоподающих устройств. Существует несколько типов конструктивного оформления АВО (способа расположения теплопередающей поверхности), различающихся компоновкой теплообменных секций. Аппараты горизонтального типа (АВГ) (рис.2) характеризуются горизонтальным расположением теплообменных секций, а вентиляторы у них могут устанавливаться над секциями или под ними. Компонуются АВГ из отдельных секций с одним, двумя, тремя вентиляторами.

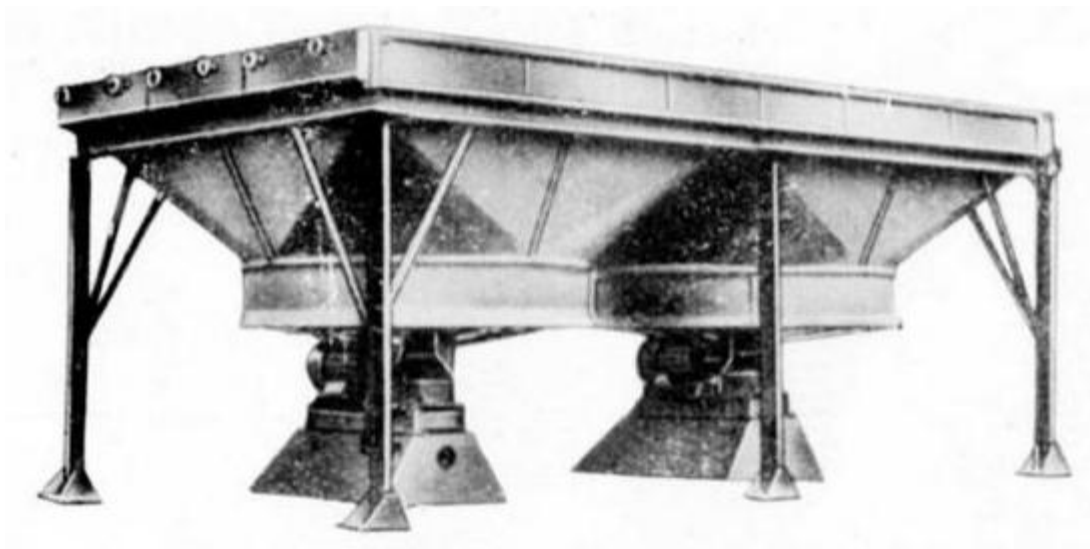


Рисунок 2 – Аппарат воздушного охлаждения горизонтального типа

Аппараты горизонтального типа наиболее универсальны, и их можно использовать как для охлаждения, так и для конденсации, а при необходимости и совмещать эти процессы в одном аппарате. К достоинствам АВГ относится простота конструкции, упрощающая их монтаж и обслуживание, к недостаткам – относительно большая занимаемая площадь.

В аппаратах вертикального типа теплообменные секции расположены вертикально, а вентиляторы сбоку (рис.3). Наиболее целесообразно применять такие аппараты для проведения процессов полной или частичной конденсации продукта внутри труб. Однако большая высота аппарата служит причиной ограниченного применения. В отечественной практике в основном используются малопоточные вертикальные аппараты воздушного охлаждения с высотой труб в секции не более 3 м. В мировой практике для процессов конденсации используются аппараты шатрового типа, в которых теплообменные секции располагаются на наклонных сторонах треугольной рамы, в основании которой установлены вентиляторы. Угол наклона трубных пучков составляет $20 - 40^\circ$ к вертикали. К недостаткам аппаратов шатрового типа следует отнести сложность опорных металлоконструкций, неудобство обслуживания и ремонта, неравномерность подвода воздуха по длине секций, а следовательно, неравномерный отвод тепла. В отечественных установках

аппараты шатрового типа применяются достаточно редко и изготавливаются по специальному заказу.

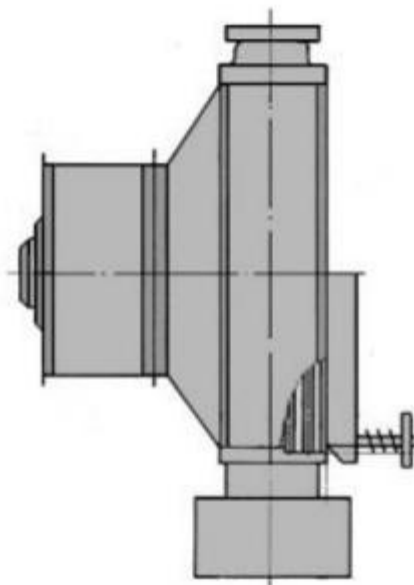


Рисунок 3 –Аппарат воздушного охлаждения вертикального типа

Достаточно широкое распространение, как в отечественных производствах, так и за рубежом получили аппараты зигзагообразного типа (АВЗ), теплообменные секции которых установлены под углом друг к другу, а трубы расположены горизонтально (рис.4). Они характеризуются существенно большими значениями поверхности теплообмена, чем аппараты типа АВГ при той же занимаемой площади, и меньшей высотой, чем аппараты вертикального или шатрового типа.

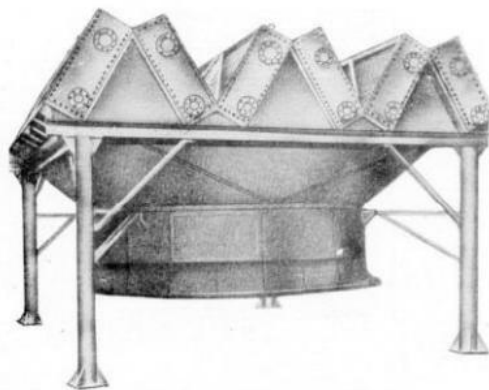


Рисунок 4 – Аппарат воздушного охлаждения зигзагообразного типа

Отечественная промышленность изготавливает стандартизированные аппараты воздушного охлаждения общего назначения трех типов: АВМ – малопоточные, состоящие из одной горизонтальной или вертикальной секции; АВГ – горизонтальные, из трех секций; АВЗ – зигзагообразные, состоящие из шести секций. Кроме того, изготавливают специальные аппараты типа СВОК (системы воздушного охлаждения компрессоров) для охлаждения газов в поршневых компрессорах, а также для охлаждения воды (антифриза), подаваемой к цилиндрам компрессора.[3]

Общим недостатком АВО является то, что температура охлаждения продукта в АВО ограничена температурой воздуха по сухому термометру, которая в летнее время и особенно в жарких районах может быть довольно высокой.

Недостатком горизонтальных и зигзагообразных АВО является то, что в летнее время наружные верхние трубы подвержены нагреву из-за солнечной радиации, что снижает эффективность охлаждения продукта.

2.2 Характеристика выявленной проблемы

В летний период с 15.04 по 15.10 среднесуточная температура воздуха окружающей среды достигает плюс 15 °С и выше.

В аппаратах воздушного охлаждения (АВО) в качестве охлаждающего теплоносителя используется циркулирующий поток воздуха, забираемый из окружающей среды. В процессе эксплуатации на наружной поверхности трубок, по которым движется поток горячего газа, скапливаются пыль, мусор, насекомые, которые попадают туда из окружающей среды вместе с охлаждающим воздухом, образуя плотный слой, снижающий эффективность теплообмена (охлаждения). Кроме того, в связи с повышением температуры воздуха окружающей среды (холодный теплоноситель) уменьшается движущая сила процесса теплообмена, что также приводит к снижению эффективности работы АВО.

Снижение эффективности теплообмена (охлаждения) приводит к уменьшению производительности АВО в целом, аппарат не справляется с таким же потоком горячего газа, как в холодный период года.

Таким образом, значение температуры на выходе из АВО достигает 45 °С, что превышает регламентные значения (30 – 40 °С) необходимы для нормального протекания. Увеличение температуры на выходе из АВО способствует уменьшению количества отделяемой жидкости в концевых и промежуточных сепараторах участка компримирования, что в свою очередь приводит к увеличению нагрузки на главный перекачивающий агрегат и на участок осушки газа (приводит к быстрому износу адсорбента).

В целях уменьшения нагрузки и поддержания рабочих параметров в пределах нормы, приходится снижать расход газа на участок компримирования, в следствии чего снижается производительность ЛГКС по выработке сухого отбензиненного газа.

3 Модернизация теплообменного оборудования ЛГКС

Одним из эффективных способов решения упомянутой проблемы является модернизация теплообменного оборудования путем добавления в технологический процесс участка дополнительного охлаждения газа с разработкой кожухотрубчатого теплообменника.

Принципиальная технологическая схема участка дополнительного охлаждения газа представлена на рисунке 5.

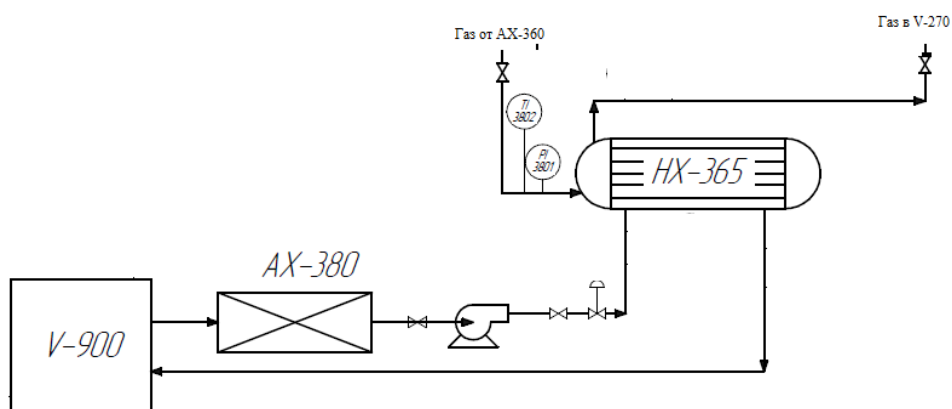


Рисунок 5 –Принципиальная технологическая схема участка дополнительного охлаждения газа

Описание технологической схемы проектируемого участка

Газ с выхода аппарата воздушного охлаждения третьей ступени компримирования АХ–360 подается в трубное пространство кожухотрубчатого теплообменника НХ–365. В качестве холодного теплоносителя используется очищенная вода с температурой от 5 до 12 °С. Вода подается из емкости V–900 центробежным насосом в межтрубное пространство теплообменника НХ–365 с давлением 1–1.3 МПа. Охлаждение газа происходит за счет передачи тепла воде, циркулирующей в межтрубном пространстве. Вода из теплообменника направляется к емкости V-900. Поддержание температуры охлаждающей воды в пределах 5–12 °С осуществляется за счет АВО АХ–380, установленного на

линии подачи воды из V-900 к НХ-365. Охлажденный до температуры 30–40 °С газ направляется в сепаратор V-370.

4. Расчет кожухотрубчатого теплообменника

Исходные данные:

- Производительность по газу – 2.1425 млн нм³/сутки;
- Теплоносители:
 - Горячий – попутный нефтяной газ: $T_n=45$ оС, $T_k=39$ оС;
 - Холодный – вода: $T_n=12$ оС, $T_k=20$ оС;
- Давление (раб.) в трубном пространстве: 6.3 МПа;
- Давление (раб.) в межтрубном пространстве: 1.3 МПа;
- Режим работы: непрерывный;
- Объемный расход газа – $V_1=1262.0715$ м³/ч (=0.351 м³/с);
- Массовый расход газа – $G_1=79914.3672$ кг/ч (=22.198 кг/с);

4.1 Выбор конструкционного материала

Исходя из того, что аппарат находится на улице при $T_{cp} = -54...+33$ °С, кроме того в аппарате находится агрессивная (коррозионно-опасная) среда – **попутный нефтяной газ**, аппарат находится под внутренним избыточным давлением – **6.3 МПа**, необходимо выбрать материал устойчивый к данным условиям и режиму работы. Выбираем конструкционную, легированную сталь – 09Г2С с характеристиками [4]:

- Допускаемое напряжение при 20 °С: 196 МПа;
- Допускаемое напряжение при 100 °С: 177 МПа;
- Минимальное значение предела текучести: 280 МПа;
- Модуль продольной упругости: $1.99 \cdot 10^5$ МПа;
- Температурный диапазон: -70...+425 °С;

4.2 Технологический расчет

Расчет проводим по методике изложенной в [5].

4.2.1 Тепловой расчет

Газ с температурой 45 °С проходит трубное пространство теплообменника, охлаждаясь водой до 39 °С. Вода подается в межтрубное пространство теплообменного аппарата с температурой 12 °С, проходя через трубное пространство вода нагревается до 20 °С.

- Горячий теплоноситель (трубное пространство) – попутный нефтяной газ (обозначим через индекс «1»);
- Холодный теплоноситель (межтрубное пространство) – очищенная вода (обозначим через индекс «2»);

Температурная схема процесса представлена на рисунке 2

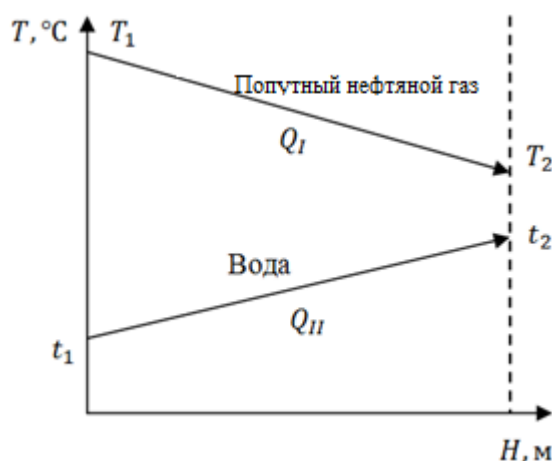


Рисунок 6 – Температурная схема процесса

Большая (Δt_6) и меньшая (Δt_m) разница температур на концах теплоносителей:

$$\Delta t_6 = T_1 - t_1 = 45 - 12 = 33 \text{ } ^\circ\text{C}; \quad (4.1)$$

$$\Delta t_m = T_2 - t_2 = 39 - 20 = 19 \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (4.2)$$

Где:

- T_1 – температура ПНГ на входе в теплообменник, °С;
- T_2 – температура ПНГ на выходе из теплообменника, °С;
- t_1 – температура воды на входе в теплообменник, °С;

- t_2 – температура воды на выходе из теплообменника, °С.

Средняя разность температур входящая в уравнение теплоотдачи:

$$\Delta t_{cp} := \begin{cases} \Delta t_{cp} \leftarrow \frac{\Delta t_6 + \Delta t_M}{2} & \text{if } \frac{\Delta t_6}{\Delta t_M} < 2 \\ \Delta t_c \leftarrow \frac{\Delta t_6 - \Delta t_M}{\ln\left(\frac{\Delta t_6}{\Delta t_M}\right)} & \text{if } \frac{\Delta t_6}{\Delta t_M} \geq 2 \end{cases} \quad (4.3)$$

$\Delta t_{cp} = 26 \quad ^\circ\text{C}$

Определение средней температуры теплоносителя в межтрубном пространстве:

$$t_{cp2} := \frac{t_{2H} + t_{2K}}{2} = 16 \quad ^\circ\text{C} \quad (4.4)$$

Определение средней температуры теплоносителя в трубном пространстве:

$$t_{cp1} := t_{cp2} + \Delta t_{cp} = 42 \quad ^\circ\text{C} \quad (4.5)$$

Характеристики горячего теплоносителя при $t_{cp1}=42 \quad ^\circ\text{C}$ принимаем согласно технологического регламента ЛГКС [6].

- Удельная теплоемкость ПНГ: $C_{p1}:=2685.8 \text{ Дж/кг}\cdot\text{К}$;
- Плотность ПНГ: $\rho_1:=63.32 \text{ кг/м}^3$;
- Коэффициент теплопроводности: $\lambda_1:=0.0948 \text{ Вт/м}\cdot\text{К}$;
- Динамический коэффициент вязкости: $\mu_1:=0.176 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$;

Характеристики холодного теплоносителя при $t_{cp2}=16 \quad ^\circ\text{C}$ []:

- Удельная теплоемкость воды: $C_{p2}:=4190 \text{ Дж/кг}\cdot\text{К}$;
- Плотность воды: $\rho_2:=999 \text{ кг/м}^3$;
- Коэффициент теплопроводности: $\lambda_2:=0.275 \text{ Вт/м}\cdot\text{К}$;
- Динамический коэффициент вязкости: $\mu_2:=1.1 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$;

Уравнение теплового баланса:

$$Q_I = Q_{II} + Q_{III} \quad (4.6)$$

Где:

- $Q_I = G_1 \cdot C_{p1} \cdot (T_1 - T_2)$ – тепло, отдаваемое ПНГ;
- $Q_{II} = G_2 \cdot C_{p2} \cdot (t_2 - t_1)$ – тепло, получаемое водой;
- $Q_{\text{п}}$ – тепловые потери (примем 5% от Q_I);
- G_1 – массовый расход ПНГ, кг/с;
- G_2 – массовый расход воды, кг/с;
- C_{p1} – теплоемкость ПНГ при средней температуре, Дж/(кг · К);
- C_{p2} – теплоемкость воды при средней температуре, Дж/(кг · К).

Массовый расход холодного теплоносителя:

$$G_2 := \frac{0.95 \cdot G_1 \cdot C_{p1} \cdot (t_{1\text{н}} - t_{1\text{к}})}{C_{p2} \cdot (t_{2\text{к}} - t_{2\text{н}})} = 10.138 \quad \frac{\text{кг}}{\text{с}} \quad (4.7)$$

Тепловая нагрузка:

$$Q := G_2 \cdot C_{p2} \cdot (t_{2\text{к}} - t_{2\text{н}}) = 3.398 \times 10^5 \quad \text{Вт} \quad (4.8)$$

Объемный расход холодного теплоносителя:

$$V_2 := \frac{G_2}{\rho_2} = 0.01 \quad \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (4.9)$$

4.2.2 Ориентировочный расчет поверхности теплообмена

Принимаем трубы $\text{Ø}25 \times 2$:

$d_1 := 25$ мм – наружный диаметр трубок;

$\delta := 2$ мм – толщина стенок трубок;

$d_2 := d_{\text{н}} - 2 \cdot \delta = 21$ мм – внутренний диаметр трубок.

Принимаем значение критерия Рейнольдса для турбулентного режима в трубном пространстве:

$Re := 15000$;

Ориентировочные значения коэффициентов теплопередачи принимаем по табл. 4.8 [5, с. 172]:

– От газа к жидкости (вынужденное движение)

$$K_{\min.op} := 10$$

$$K_{\max.op} := 60$$

Пределы ориентировочной поверхности теплообмена:

$$F_{\min.op} := \frac{Q_2}{K_{\max.op} \cdot \Delta t_{cp}} = 217.844 \text{ м}^2 \quad (4.10)$$

$$F_{\max.op} := \frac{Q_2}{K_{\min.op} \cdot \Delta t_{cp}} = 1.307 \times 10^3 \text{ м}^2 \quad (4.11)$$

Опираясь на рассчитанные данные, подбираем теплообменник по табл. 4.12 [5, с.215]:

Таблица 1 – Основные характеристики теплообменного аппарата

Число ходов, Z	Внутренний диаметр, D _{вн} , мм	Общее число труб, N _{тр}	Число труб на один ход, n	Длина труб l, м		
				4	6	9
2	1200	1048	524	329	494	740

4.2.3 Уточненный расчет поверхности теплообмена

Рассчитаем действительную поверхность теплообмена, выражая ее из основного уравнения теплопередачи [5, с. 168]:

$$F_{\text{дейст}} = \frac{Q}{K_{\text{дейст}} \cdot \Delta t_{cp}}; \quad (4.12)$$

$$K_{\text{дейст}} = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{1}{\alpha_2} + \Sigma R}, \quad (4.13)$$

где α_1 – коэффициент теплоотдачи от серной кислоты к стенке;

α_2 – коэффициент теплоотдачи от стенки к воде;

ΣR – сумма термических сопротивлений стенки и загрязнений.

Определение коэффициента теплоотдачи от ПНГ к стенке

Коэффициент теплоотдачи от ПНГ к стенке определим по формуле выражая α :

$$\alpha_1 = \frac{Nu_1 \cdot \lambda_1}{d_1}, \quad (4.14)$$

где Nu_1 – критерий Нуссельта;

λ_1 – коэффициент теплопроводности ПНГ, Вт/(м · К).

Определим гидродинамический режим потока.

Критерий Рейнольдса равен:

$$Re := \frac{G_1}{0.785 \cdot d_2 \cdot 10^{-3} \cdot \mu_1} = 1.46 \times 10^4 \quad (4.15)$$

$Re > 10000$ – турбулентный режим.

Скорость потока попутного нефтяного газа в трубном пространстве:

$$\omega_1 := \frac{Re \cdot \mu_1}{d_2 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_1} = 1.933 \text{ м/с} \quad (4.16)$$

При турбулентном режиме расчетная формула критерия Нуссельта имеет вид:

$$Nu := 0.021 \cdot Re^{0.8} \cdot Pr^{0.43} \cdot \left(\frac{Pr}{Pr_{ст}} \right)^{0.25} \quad (4.17)$$

Критерий Прандтля:

$$Pr := \frac{C_{p1} \cdot \mu_1}{\lambda_1} = 498.63 \quad (4.18)$$

Для газов [стр.153]:

$$\frac{Pr}{Pr_{ст}} = 1$$

Критерий Нуссельта:

$$Nu := 0.021 \cdot Re^{0.8} \cdot Pr^{0.43} \cdot \left(\frac{Pr}{Pr_{ст}} \right)^{0.25} = 651.291 \quad (4.19)$$

Коэффициент теплоотдачи от ПНГ к стенке:

$$\alpha_1 := \frac{Nu \cdot \lambda_1}{d_2 \cdot 10^{-3}} = 29.401 \quad (4.20)$$

Определение коэффициента теплоотдачи от стенки к воде

Определяем скорость потока воды в межтрубном сечении:

$$\omega_2 := \frac{V_2}{S_2} = 0.062 \text{ м/с} \quad (4.21)$$

Где: $S_2 := 16.5 \cdot 10^{-2} \text{ м}^2$ – проходное сечение межтрубного пространства;

Определяем критерий Рейнольдса для движения воды в межтрубном пространстве:

$$Re_2 := \frac{\omega_2 \cdot d_1 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_2}{\mu_2} = 3.678 \times 10^3 \quad (4.22)$$

Определяем температуру стенки труб со стороны холодного теплоносителя:

$$t_{ст2} := t_{ср2} + 0.8 \cdot \Delta t_{ср} = 36.8 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (4.23)$$

Критерий Прандтля при средней температуре и температуре стенки определяем графически по [5, с. 564]:

$$Pr_2 := 7.5$$

$$Pr_{ст2} := 5.3$$

Определяем критерий Нуссельта:

$$\text{Nu}_2 := 10 \cdot \text{Pr}_2^{0.43} \cdot \left(\frac{\text{Pr}_2}{\text{Pr}_{\text{ст}2}} \right)^{0.25} = 25.94 \quad (4.24)$$

Коэффициент теплоотдачи от стенки к воде:

$$\alpha_2 := \frac{\text{Nu}_2 \cdot \lambda_2}{d_1 \cdot 10^{-3}} = 603.368 \quad (4.25)$$

Определяем суммарное термическое сопротивление стенки и загрязнений

Рассчитаем сумму термических сопротивлений стенки и загрязнений, согласно [5, с. 195]:

$$\Sigma R = r_{31} + r_{32} + \frac{\delta}{\lambda_{\text{ст}}} \quad (4.26)$$

где r_{31} – тепловое сопротивление загрязнения стенки со стороны попутного нефтяного газа;

r_{32} – тепловое сопротивление загрязнения стенки со стороны воды;

$\lambda_{\text{ст}}$ – коэффициент теплопроводности стенки, Вт/(м · К);

δ – толщина стенки трубок, м.

Из табл. XXXI [5, с. 531] выберем тепловые проводимости загрязнений:

- со стороны попутного нефтяного газа

$$\frac{1}{r_{31}} := 1160 \frac{\text{Вт}}{(\text{м}^2 \cdot \text{К})};$$

- со стороны воды

$$\frac{1}{r_{32}} := 5800 \frac{\text{Вт}}{(\text{м}^2 \cdot \text{К})}.$$

Из табл. XXVIII [1, с. 529] для стали:

$$\lambda_{ст} := 17,5 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}$$

Для удобства, рассчитаем величину, обратную сумме сопротивлений – тепловую проводимость:

$$\frac{1}{\Sigma R} := \frac{1}{\frac{1}{r_{з1}} + \frac{1}{r_{з2}} + \frac{\delta \cdot 10^{-3}}{\lambda_{ст}}} = 870.497 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}} \quad (4.27)$$

Расчет действительного коэффициента теплопередачи и действительной поверхности теплообмена

Рассчитаем коэффициент теплопередачи:

$$K_{дейст} := \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{1}{\alpha_2} + \frac{1}{\Sigma R}} = 27.16 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}} \quad (4.28)$$

Тогда площадь теплопередачи составит:

$$F_{дейст} := \frac{Q_2}{K_{дейст} \cdot \Delta t_{ср}} = 461.241 \text{ м}^2 \quad (4.29)$$

Запас поверхности:

$$\Delta F := \frac{494 - 461,241}{461.241} \cdot 100 = 7.01 \% \quad (4.30)$$

Запас поверхности теплообмена достаточен.

4.3 Конструктивный расчет теплообменника

Определим площадь проходного сечения трубок одного хода [7]:

$$f_1 := \frac{G_2}{\rho_2 \omega_2} = 0.181 \text{ м}^2 \quad (4.31)$$

Отсюда число трубок одного хода:

$$n_1 := \frac{f_1}{0,785 d_2^2} = 524 \quad (4.32)$$

Расчетная длина одной трубки при одном ходе:

$$L := \frac{F_{\text{дейст}}}{\pi d_p n_1} = 11.693 \text{ м} \quad (4.33)$$

где d_p – расчетный диаметр трубки, определяемый в зависимости от соотношения коэффициентов теплоотдачи в трубном и межтрубном пространстве α_1 и α_2 ; при $\alpha_1 \ll \alpha_2$:

$$d_p := d_1 = 0,025 \text{ м.}$$

Число ходов трубного пространства:

$$Z := \frac{L}{l} = 1.949 \approx 2$$

где l – рабочая длина труб, 6000 мм.

Диаметр для многоходового теплообменника находим из соотношения:

$$D_{\text{вн}} := 1,1t \sqrt{\frac{n}{\eta}} = 1186 \text{ мм} \quad (4.34)$$

где $n := Zn_1 = 2 \cdot 524 = 1048$ – общее число трубок;

$$t := 1,2d_1 + 2 = 1,2 \cdot 25 + 2 = 32 \text{ мм.}$$

Округляем до ближайшего стандартного размера:

$$D_{\text{вн}} = 1200 \text{ мм.}$$

Общая высота кожухотрубчатого теплообменника равна:

$$H := l + 2h = 6000 + 2 \cdot 300 = 6600 \text{ мм} \quad (4.35)$$

где $h := 200\text{--}400$ мм – высота распределительной камеры.

По полученным данным, предварительно выбираем стандартную конструкцию теплообменника: 1200ТНГ–7.0–М9/25Г–6–2–УХЛ. Уточнение конструкции теплообменника выполняется после расчета температурных напряжений возникающих в трубах и кожухе.

Расчет и подбор патрубков

1) Патрубки для входа и выхода воды

Примем скорость движения воды в штуцерах $\omega_{\text{в}} := 0.5$ м/с [5].

Диаметр условного прохода (внутренний диаметр) штуцеров подвода и отвода воды в межтрубное пространство:

$$d_{2\text{вн}} := \sqrt{\frac{4 \cdot G_2}{\pi \cdot \omega_{\text{в}} \cdot \rho_2}} = 0.161 \text{ мм} \quad (4.36)$$

Принимаем диаметр условного прохода штуцеров подвода и отвода воды в межтрубное пространство, учитывая условия возникновения нештатных ситуаций: $d_{2\text{вн}} := 300$ мм.

2) Патрубки для входа и выхода попутного нефтяного газа

Примем скорость движения газа в штуцерах $\omega_{\text{г}} := 10$ м/с [5].

Диаметр условного прохода (внутренний диаметр) штуцеров входа и выхода попутного нефтяного газа в трубное пространство:

$$d_{1\text{вн}} := \sqrt{\frac{4 \cdot G_1}{\pi \cdot \omega_{\text{г}} \cdot \rho_1}} = 0.211 \text{ мм} \quad (4.37)$$

Принимаем диаметр условного прохода штуцеров входа и выхода попутного нефтяного газа в трубное пространство, учитывая условия возникновения нештатных ситуаций: $d_{1\text{вн}} := 300$ мм.

4.4 Механический расчет кожухотрубчатого теплообменника

Исходные данные:

Внутренний диаметр, мм $D_{\text{вн}} := 1200$

Рабочее давление в кожухе аппарата, МПа $P_{\text{кож.раб}} := 1.3$

Рабочее давление в трубном пространстве, МПа $P_{\text{тр.раб}} := 6.3$

Ускорение свободного падения, м/с^2 $g := 9.8$

Для дальнейшего расчета примем максимальную температуру рабочей среды, с учетом возникновения нештатных ситуаций, которая может быть в кожухе аппарата, как расчетную температуру кожуха. Так же и для трубного пучка аппарата.

$t_{\text{к.расч}} = 40 \text{ } ^\circ\text{C}$

$t_{\text{к.расч}} = 60 \text{ } ^\circ\text{C}$

Внутренний диаметр труб, мм $d_{\text{тр.вн}} = 21$

Наружный диаметр труб, мм $d_{\text{тр.вн}} = 25$

Число труб в аппарате, шт. $n := 1048$

Количество ходов $z := 2$

Основные размеры стандартного теплообменника принимаем согласно [8]

Длина цилиндрической обечайки, мм $l := 6000$

Длина аппарата, мм $L := 7536$

Основные конструктивные параметры эллиптических крышек принимаем согласно [9]

Диаметр крышки, мм $D_{\text{кр}} = 1200$

Высота отбортованной части крышки, мм $h_2 := 40$

Высота крышки, мм $H_{\text{кр}} := 300 + h_2 = 340$

Длина распределительной камеры, мм $L_{\text{расп. кам}} := L - 2 \cdot H_{\text{кр}} - 1 = 856$

Коэффициент прочности сварных швов (Сварка аппарата полуавтоматическая с двусторонним сплошным проваром, сварочный шов - стыковой или тавровый) $\phi := 1$

Подбираем материал для теплообменника согласно [8]

Таблица 2 –Характеристика исполнения по материалу

Исполнение по материалу M ₂	Кожух	Распределительная камера	Теплообменная труба	Трубная решетка
M2	09Г2С	09Г2С	09Г2С	09Г2С

Допускаемое напряжение материала 09Г2С [4]

-При 20 град. С $\sigma_{д20} := 196$ МПа

-При 40 град. С $\sigma_{д40} := 191$ МПа

-При 60 град. С $\sigma_{д60} := 187$ МПа

Прибавки к расчетным толщинам конструктивных элементов

Прибавку к расчетным толщинам принимаем согласно [4]

Скорость коррозии, мм/год $\Pi := 0.1$

Срок эксплуатации аппарата, лет $\tau := 20$

- Прибавка для компенсации коррозии и эрозии $c_1 := \Pi \cdot \tau = 2$ мм

-Прибавка для компенсации минусового допуска $c_2 := 0$

-Технологическая прибавка $c_3 := 0$

Прибавка к расчетным толщинам $s := c_1 + c_2 + c_3 = 2$ мм

Определение температурных напряжений в трубах и корпусе

Температурный коэффициент линейного расширения труб, при

$t_{тр.расч.} = 60$ град. С []

$\alpha_{тр} := 11.6 \cdot 10^{-6} \text{ C}^{-1}$

Температурный коэффициент линейного корпуса, при $t_{к.расч.} = 40^{\circ} \text{ C}$ [4]

$\alpha_{к} := 11.6 \cdot 10^{-6} \text{ C}^{-1}$

Модуль упругости материала труб, при $t_{тр.расч.} = 60^{\circ} \text{ C}$ [4]

$E_{тр} := 1.95 \cdot 10^5$ МПа

Модуль упругости материала корпуса, при $t_{к.расч.} = 40^{\circ}C$ [4]

$$E_k := 1.97 \cdot 10^5 \text{ МПа}$$

Температурная разность труб и кожуха

$$\Delta t := t_{тр.расч.} - t_{к.расч.} = 20^{\circ}C$$

Площадь поперечного сечения всех труб

$$F_{тр} := \frac{\pi \cdot n \left[(d_{тр.н} \cdot 10^{-3})^2 - (d_{тр.вн} \cdot 10^{-3})^2 \right]}{4} = 0.151 \text{ м}^2 \quad (4.38)$$

Площадь поперечного сечения корпуса

$$F_k := \frac{\pi \cdot [(D_{вн.} \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 0.01)^2 - (D_{вн.} \cdot 10^{-3})^2]}{4} = 0.038 \text{ м}^2 \quad (4.39)$$

Рассчитываем температурные напряжения в трубах и корпусе

$$\sigma_{тр} := \left| \frac{(\alpha_{тр} \cdot t_{тр.расч.} - \alpha_k \cdot t_{к.расч.}) \cdot E_{тр} \cdot E_k \cdot F_k}{E_{тр} \cdot F_{тр} + E_k F_k} \right| = 9.151 \text{ МПа} \quad (4.40)$$

$$\sigma_k := \left| \frac{(\alpha_{тр} \cdot t_{тр.расч.} - \alpha_k \cdot t_{к.расч.}) \cdot E_{тр} \cdot E_k \cdot F_{тр}}{E_{тр} \cdot F_{тр} + E_k F_k} \right| = 36.459 \text{ МПа} \quad (4.41)$$

Проверяем условия температурных деформаций для труб

$$Usl_{t1} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \sigma_{тр} \leq \sigma_{д60} \\ \text{"Условие выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Usl_{t1} := \text{"Условие выполняется"}$$

Проверяем условие температурных деформаций для корпуса

$$Usl_{t2} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \sigma_k \leq \sigma_{д40} \\ \text{"Условие выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Usl_{t2} := \text{"Условие выполняется"}$$

Следовательно выбираем конструкцию теплообменника с

неподвижными трубными решетками (горизонтальное исполнение) 1200ТНГ–7.0–М9/25Г–6–2–УХЛ.

4.4.1 Расчет давлений

Гидростатическое давление в аппарате рассчитываем в условиях, когда аппарат полностью заполнен водой (расчетные характеристики воды принимаем при 20 °С)

- Плотность воды при 20 °С $\rho_{\text{в}} := 998 \text{ кг/м}^3$

Высоту гидростатического столба принимаем равной внутреннему диаметру аппарата (т.к. аппарат горизонтального исполнения)

$$H_{\text{г.с}} := D_{\text{вн}} \cdot 10^{-3} = 1.2 \text{ м}$$

Тогда давление гидростатического столба будет

$$P_{\text{г.с}} := \rho_{\text{в}} \cdot H_{\text{г.с}} \cdot g \cdot 10^{-6} = 0.012 \text{ МПа}$$

Давления в корпусе аппарата

$$\text{-Расчетное давление, МПа } P_{\text{к.расч}} := P_{\text{кож.раб.}} + P_{\text{г.с}} = 1.312$$

$$\text{-Пробное давление, МПа } P_{\text{к.пр}} := 1.25 \cdot P_{\text{к.расч}} \cdot \frac{\sigma_{\text{д20}}}{\sigma_{\text{д40}}} = 1.683$$

Давление в трубном пространстве

$$\text{-Расчетное давление, МПа } P_{\text{т.расч}} := P_{\text{т.раб.}} + P_{\text{г.с}} = 6.312$$

$$\text{-Пробное давление, МПа } P_{\text{т.пр}} := 1.25 \cdot P_{\text{т.расч}} \cdot \frac{\sigma_{\text{д20}}}{\sigma_{\text{д60}}} = 8.269$$

Давления в распределительной камере

По скольку материал распределительной камеры сталь 09Г2С (тот же что для корпуса и труб), а в распределительной камере распределяется поток попутного нефтяного газа по трубному пространству, рабочие параметры (давление, температура) среды те же, что в трубном пространстве.

$$\text{-Расчетное давление, МПа } P_{\text{р.к.расч}} := P_{\text{тр.раб.}} + P_{\text{г.с}} = 6.312$$

$$\text{-Пробное давление, МПа } P_{\text{р.к.пр}} := 1.25 \cdot P_{\text{т.расч}} \cdot \frac{\sigma_{\text{д20}}}{\sigma_{\text{д60}}} = 8.269$$

4.4.2 Расчет толщин стенок корпуса аппарата

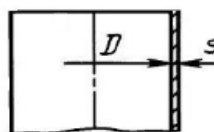


Рисунок 7 - Расчетная схема обечайки аппарата

Согласно [10], определяем толщины стенок обечайки, днища, крышки, проводим проверку на прочность стенок корпуса аппарата, рубашки.

Расчет толщины стенки цилиндрической обечайки кожуха.

Расчетная толщина стенки цилиндрической обечайки при внутреннем избыточном давлении:

$$s_{p1} := \max\left(\frac{P_{к.расч} \cdot D_{вн}}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{д40} - P_{к.расч}}, \frac{P_{к.пр} \cdot D_{вн}}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{д40} - P_{к.пр}}\right) = 5.309 \text{ мм}$$

$$s_{и1} := s_{p1} + c = 7.309 \text{ мм}$$

Принимаем исполнительную толщину стенки цилиндрической обечайки кожуха с учетом ряда стандартных толщин

$$s_1 := 10 \text{ мм}$$

Проверка условия применимости формул безмоментной теории

$$Us1_{f1} := \begin{cases} \text{"Условие применимости формул выполняется"} & \text{if } \frac{s_1 - c}{D_{вн}} \leq 0.1 \\ \text{"Условие применимости формул выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Us1_{f1} := \text{"Условие применимости формул выполняется"}$$

Допускаемое внутреннее избыточное давление

$$P_{д1} := \frac{2 \cdot \sigma_{д40} \cdot \phi \cdot (s_1 - c)}{D_{вн} + (s_1 - c)} = 2.53 \text{ МПа}$$

Проверка условий прочности стенок цилиндрической обечайки кожуха от действия внутреннего давления:

- При расчетном давлении

$$Us1_{p1} := \begin{cases} \text{"Условие прочности выполняется"} & \text{if } P_{к.расч} \leq P_{д1} \\ \text{"Условие прочности не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Us1_{p1} := \text{"Условие прочности выполняется"}$$

- При пробном давлении

$$Usl_{p2} := \begin{cases} \text{"Условие прочности выполняется"} & \text{if } P_{р.к.пр} \leq P_{Д1} \\ \text{"Условие прочности не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Usl_{p2} := \text{"Условие прочности выполняется"}$$

Расчет толщины стенки цилиндрической обечайки распределительной камеры.

Расчет толщины стенки цилиндрической обечайки распределительной камеры при внутренним избыточном давлении:

$$s_{p2} := \max\left(\frac{P_{р.к.расч} \cdot D_{вн}}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{д60} - P_{р.к.расч}}, \frac{P_{р.к.пр} \cdot D_{вн}}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{д60} - P_{р.к.пр}}\right) = 27.133 \text{ мм} \quad (4.42)$$

Исполнительная толщина стенки

$$S_{и2} := s_{p2} + c = 29.133 \text{ мм} \quad (4.43)$$

Принимаем исполнительную толщину стенки цилиндрической обечайки распределительной камеры с учетом ряда стандартных толщин

$$s_2 := 30 \text{ мм}$$

Проверка условия применимости формул безмоментной теории

$$Usl_{f2} := \begin{cases} \text{"Условие применимости формул выполняется"} & \text{if } \frac{s_2 - c}{D_{вн}} \leq 0.1 \\ \text{"Условие применимости формул не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Usl_{f2} := \text{"Условие применимости формул выполняется"}$$

Допускаемое внутреннее избыточное давление

$$P_{Д2} := \frac{2 \cdot \sigma_{д60} \cdot \phi \cdot (s_2 - c)}{D_{вн} + (s_2 - c)} = 8.528 \text{ МПа} \quad (4.44)$$

Проверка условий прочности стенок цилиндрической обечайки кожуха от действия внутреннего давления:

- При расчетном давлении

$$Usl_{p3} := \begin{cases} \text{"Условие прочности выполняется"} & \text{if } P_{р.к.расч} \leq P_{Д2} \\ \text{"Условие прочности не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Usl_{p3} := \text{"Условие прочности выполняется"}$$

- При пробном давлении

$$Usl_{p4} := \begin{cases} \text{"Условие прочности выполняется"} & \text{if } P_{р.к.пр} \leq P_{Д2} \\ \text{"Условие прочности не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

UsI_{p4}:= "Условие прочности выполняется"

Расчет толщины стенок эллиптической крышки, нагруженной внутренним избыточным давлением трубного пространства

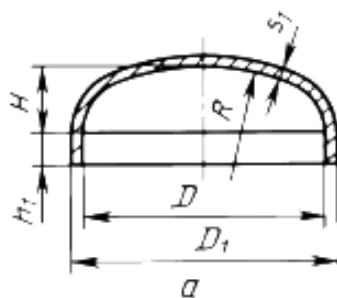


Рисунок 8 - Основные размеры эллиптической крышки

Радиус кривизны в вершине крышки

$R := D_{\text{вн}}$ для эллиптических крышек с $H := 0.25 \cdot D_{\text{вн}} = 300$ мм

Расчетная толщина стенки эллиптической крышки

$$s_{p3} := \max \left(\frac{P_{\text{т.расч}} \cdot R}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{\text{д60}} - 0.5 \cdot P_{\text{т.расч}}}, \frac{P_{\text{т.пр}} \cdot R}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{\text{д60}} - P_{\text{т.пр}}} \right) = 26.82 \text{ мм} \quad (4.45)$$

Исполнительная толщина стенки эллиптической крышки

$$S_{\text{из3}} := s_{p3} + c = 28.829 \text{ мм} \quad (4.46)$$

Принимаем исполнительную толщину стенки эллиптической крышки с учетом ряда стандартных толщин

$S_3 := 30$ мм

Проверка условия применимости формул для эллиптической крышки :

$$UsI_{\text{ф3}} := \begin{cases} \text{"Условие применимости формул выполняется"} & \text{if } \frac{s_3 - c}{D_{\text{вн}}} \leq 0.1 \\ \text{"Условие применимости формул не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

UsI_{ф3}:= "Условие применимости формул выполняется"

Допускаемое внутреннее избыточное давление

$$P_{\text{д3}} := \frac{2 \cdot (s_3 - c) \cdot \phi \cdot \sigma_{\text{д60}}}{R + 0.5 \cdot (s_3 - c)} = 8.626 \text{ МПа} \quad (4.47)$$

Проверка условий прочности стенок эллиптической крышки от действия внутреннего избыточного давления

-При расчетном давлении

$$Usl_{p5} := \begin{cases} \text{"Условие прочности выполняется"} & \text{if } P_{т.расч} < P_{д3} \\ \text{"Условие прочности не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$Usl_{p5} := \text{"Условие прочности выполняется"}$

- При пробном давлении

$$Usl_{p6} := \begin{cases} \text{"Условие прочности выполняется"} & \text{if } P_{т.пр} < P_{д3} \\ \text{"Условие прочности не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$Usl_{p6} := \text{"Условие прочности выполняется"}$

4.4.3 Расчет фланцевого соединения для фланцев кожуха и распределительной камеры аппарата

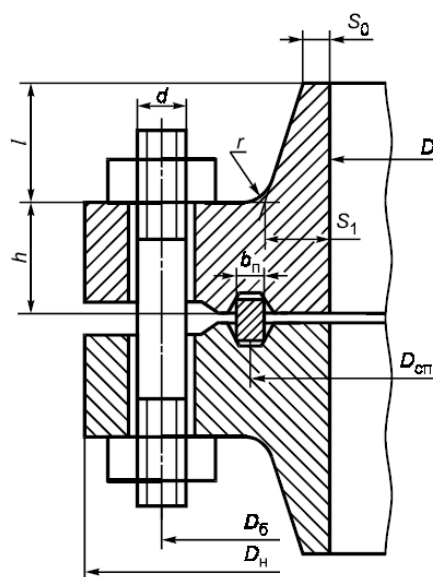


Рисунок 9 - Фланцевое соединение с канавкой под восьмигранную или овальную прокладку

По исходным данным для $Dy=1200$ мм и $P_y=6.7$ МПа принимаем фланцы приварные встык с канавкой под восьмиугольную или овальную прокладку.

Фланцы с канавкой под восьмигранную или овальную прокладку рекомендуется применять для обеспечения герметичности аппарата при условно давлений среды свыше 6.3 МПа. [9]

Основные конструктивные размеры и расчетные параметры фланцевого соединения принимаем согласно ГОСТ 28759.4 – 90.

Исходные данные:

Материал обечаек и фланцев - сталь 09Г2С

Материал шпилек - сталь 40Х

Материал прокладки - сталь 08Х18Н10 по ГОСТ 7350

$D := 1200$ мм

$D_{\phi} := 1520$ мм

$t := 60^{\circ}$ С Рабочая температура

материал для шпилек: Сталь 40Х

Допускаемое напряжение материала при рабочей температуре для шпилек:

$\sigma_{д.б} := 228.5$ МПа

$h_{п.} := 30$ мм Толщина прокладки

$d := 42$ мм Диаметр шпильки (рекомендуемый) [9]

$b_{п.} := 24$ мм Ширина прокладки

$S_o := 30$ мм Толщина втулки фланцев [9]

$h := 130$ мм Толщина тарелки фланцев [9]

$D_{б.} := 1440$ мм Диаметр окружности расположенности болтов [9]

$D_{сп.} := 1280$ мм Расчетный диаметр прокладки [9]

$n := 48$ мм Количество болтов [9]

$S_1 := 42$ мм Толщина втулки фланца в месте присоединения тарелке [9]

$l = 35$ мм Длина конической втулки фланца [9]

$P := P_{т.расч} = 6.312$ МПа Расчетное давление

$c_o := 2$ мм Прибавка на коррозию

$M := 0$ Н*мм

Определение расчетных параметров

Расчетная температура неизолированных, приваренных в стык фланцев

$$t_{\phi} = 0,96t:$$

$$t_{\phi} := 0,96 \cdot t$$

$$t_{\phi} := 57,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Расчетная температура шпилек :

$$t_{\phi} := 0,85 \cdot t$$

$$t_{\phi} := 51 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Модуль упругости для стали 40Х при рабочей температуре:

$$E_{\phi} := 2,15 \cdot 10^5 \text{ МПа}$$

$$E_{\phi} := 2,15 \cdot 10^5$$

Допускаемое напряжение для стали 40Х при $t=20^{\circ}\text{C}$:

$$\sigma_{20\phi} := 230 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{20\phi} := 196$$

Модуль упругости для стали 40Х при температуре 20°C :

$$E_{20\phi} := 2,18 \cdot 10^5 \text{ МПа}$$

$$E_{20\phi} := 2,15 \cdot 10^5 \text{ МПа}$$

Коэффициент линейного расширения стали 40Х при $t=20-100^{\circ}\text{C}$

Для шпилек .

Для фланца.

$$\alpha_{\phi} := 11,8 \cdot 10^{-6} \text{ K}^{-1}$$

$$\alpha_{\phi} := 11,8 \cdot 10^{-6} \text{ K}^{-1}$$

$$\alpha_{\text{кр}} := 11,8 \cdot 10^{-6} \text{ K}^{-1}$$

$$\sigma_t := 169 \text{ МПа}$$

Так как фланцы изготавливают из листового проката

$$\eta := 1$$

$$\sigma_{\text{д.}\phi} := \eta \cdot \sigma_t$$

$$\sigma_{\text{д.}\phi} := 169 \text{ МПа}$$

Расчет фланцевого соединения

Расчет проводим по методике изложенной в [11].

Эффективная ширина прокладки овального или восьмиугольного

сечения

$$b_0 := \frac{b_{\Pi}}{4}$$

$$b_0 = 6 \text{ мм}$$

Таблица3 – Характеристики основных типов прокладок

Тип и материал прокладки	Прокладочный коэффициент m	Удельное давление обжатия прокладки $q_{обж}$, МПа	Допускаемое удельное давление [q], МПа	Коэффициент обжатия $K_{обж}$	Условный модуль сжатия прокладки $E_n \cdot 10^{-6}$, МПа
Кольцо с овальное или восьмигранным сечением из: стали марки 05кп по ГОСТ 9045 или 08X13 по ГОСТ 5632	5,5	125,0	-	-	-
стали марки 08X18Н10Т	6,5	180,0	-	-	-

По таблице3 , выбираем характеристики прокладки изготовленной из стали 08X18Н10Т [12]

$m:=6.5$ –прокладочный коэффициент

$q_{обж}:=180$ МПа – удельное давление обжатие прокладки

Усилие необходимое для смятия прокладки при затяжке :

$$P_{обж}:=0.5 \pi \cdot D_{сп} \cdot b_0 \cdot q_{обж} \qquad P_{обж}= 2.171 \times 10^6 \text{ Н}$$

Усилие на прокладке в рабочих условиях, необходимое для обеспечения герметичности фланцевого соединения:

$$R_{п}:= \begin{cases} \pi \cdot D_{сп} \cdot b_0 \cdot m \cdot P & \text{if } P \geq 0 \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$R_{п}=9.899 \times 10^5 \text{ Н}$$

Площадь поперечного сечений шпилек:

$$f_6 := 1045 \text{ мм}^2 \quad \text{По ГОСТ 1759.0-87.}$$

Суммарная площадь сечения шпилек по внутреннему диаметру резьбы или нагруженному сечению наименьшего диаметра:

$$A_6 := n \cdot f_6 \qquad A_6 = 5.016 \times 10^4 \text{ мм}^2$$

Равнодействующая нагрузка от давления:

$$Q_D := \frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{сп}})^2 \cdot P \qquad Q_D = 8.122 \times 10^6 \text{ Н}$$

Осевое сжимающие усилие

$$F := - \left[0.6 \left[\frac{\pi \cdot \left(\frac{D}{1000} \right)^2}{4} \right] \cdot 10^6 \right] = -6.786 \times 10^5 \text{ Н} \qquad (4.48)$$

Приведенная нагрузка, вызванная воздействием внешней силы и изгибающего момента:

$$Q_{FM} := \max \left(\left| F + \frac{4 \cdot |M|}{D_{\text{сп}}} \right|, \left| F - \frac{4 \cdot |M|}{D_{\text{сп}}} \right| \right) = 6.786 \times 10^5 \qquad (4.49)$$

Податливость прокладки:

Для металлических и асбестометаллических прокладок

$$y_{\text{п}} := 0 \qquad y_{\text{п}} := 0 \qquad \text{мм/Н}$$

Расстояние между опорными поверхностями гаек:

$$L_{60} := 270 \text{ мм}$$

Эффективная длина болта (шпильки) при определении податливости:

$$L_6 := (L_{60} + 0.56 \cdot d) \qquad L_6 = 293.52 \text{ мм}$$

Податливость шпилек:

$$y_6 := \frac{L_6}{E_{206} \cdot A_6} \qquad y_6 = 2.684 \times 10^{-8} \text{ мм/Н}$$

Расчетные параметры фланцев

параметр длины обечайки:

$$l_0 := \sqrt{DS_0} \qquad l_0 = 189.737 \text{ мм}$$

Отношение наружного диаметра тарелки фланца к внутреннему диаметру:

$$K := \frac{D_{\phi}}{D} \quad K = 1.267$$

Коэффициенты, зависящие от соотношения размеров тарелки фланца:

$$\beta_T := \frac{K^2 \cdot (1 + 8.55 \cdot \log(K)) - 1}{(1.05 + 1.945 \cdot K^2) \cdot (K - 1)} \quad \beta_T = 1.81 \quad (4.50)$$

$$\beta_U := \frac{K^2 \cdot (1 + 8.55 \cdot \log(K)) - 1}{1.36(K^2 - 1) \cdot (K - 1)} \quad \beta_U = 9.182 \quad (4.51)$$

$$\beta_Y := \frac{1}{(K - 1)} \cdot \left[0.69 + 5.72 \cdot \frac{K^2 \cdot \log(K)}{(K^2 - 1)} \right] \quad \beta_Y = 8.433 \quad (4.52)$$

$$\beta_Z := \frac{K^2 + 1}{K^2 - 1} \quad \beta_Z = 4.309 \quad (4.53)$$

Коэффициенты для фланцевых соединений, зависящие соотношения размеров втулки фланца, для фланцевых соединений с приварными встык фланцами с конической втулкой определяем по графикам:

В зависимости от отношений:

$$\beta := \frac{S_1}{S_0} = 1.4 \quad x := \frac{1}{\sqrt{D \cdot S_0}} = 0.184$$

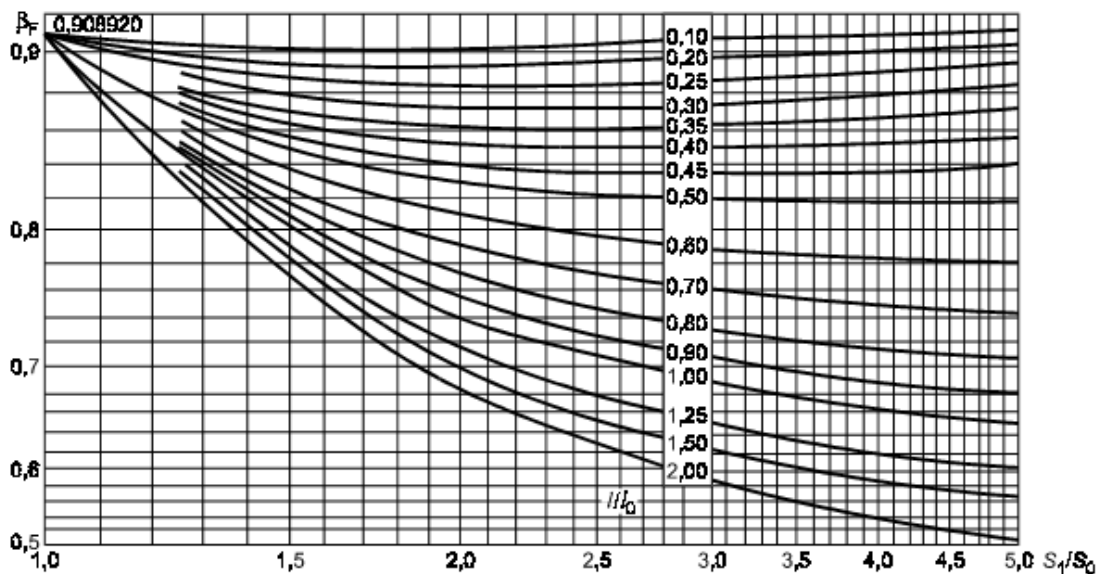


Рисунок 10 – Определение коэффициента β_F

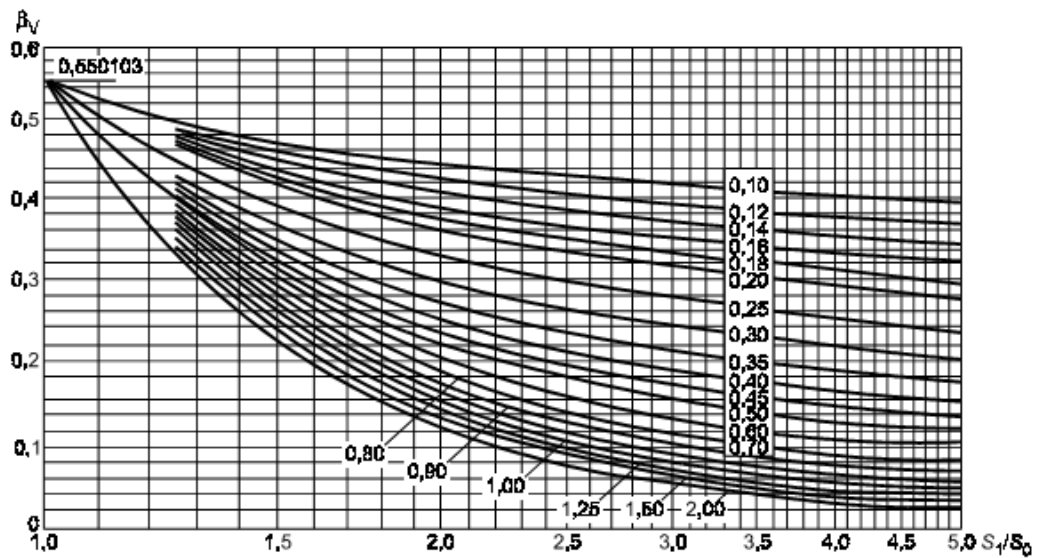


Рисунок 11 – Определение коэффициента β_V

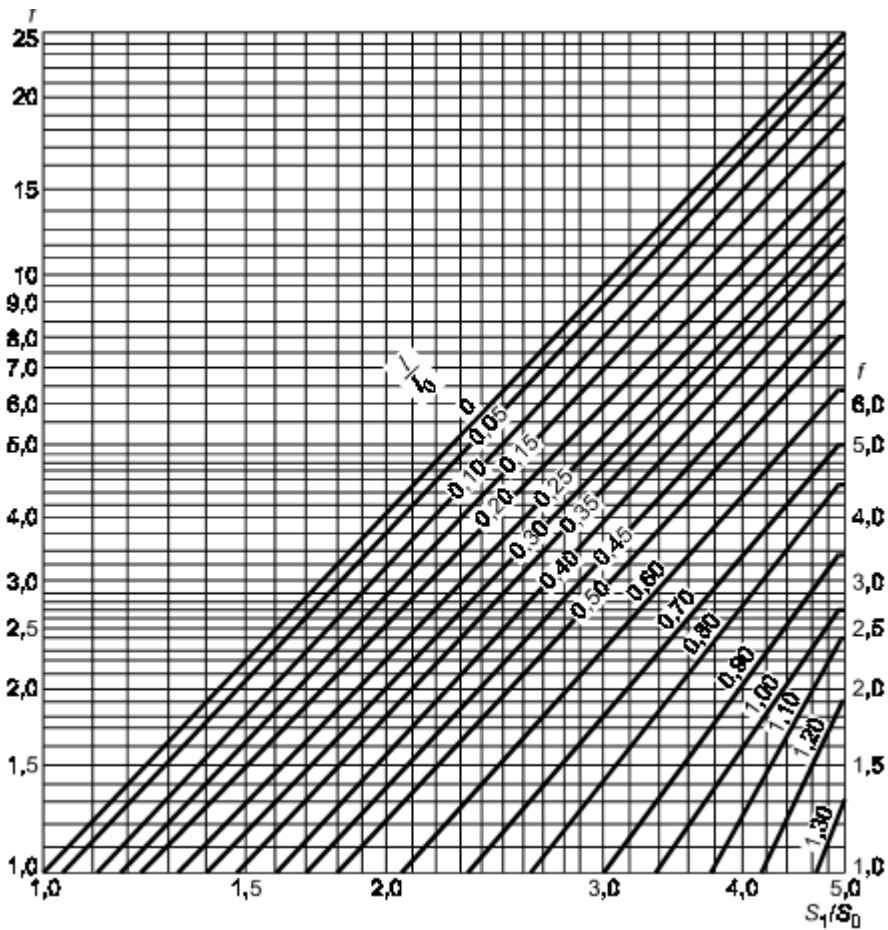


Рисунок 12 – Поправочный коэффициент для напряжений во втулке фланца

Из рисунков определяем коэффициенты β_F и β_V и поправочный коэффициент f :

$$\beta_F := 0.85 \quad \beta_V := 0.85 \quad f := 2$$

Коэффициент λ :

$$\lambda := \frac{\beta_F \cdot h + l_0}{\beta_T \cdot l_0} + \frac{\beta_V \cdot h^3}{\beta_U \cdot l_0 \cdot (S_0)^2} = 1.183 \quad (4.54)$$

Угловая податливость фланцев

Угловая податливость фланца при стяжке :

$$y_\phi := \frac{0.91 \cdot \beta_V}{E_{20} \cdot \lambda \cdot l_0 \cdot (S_0)^2} \quad (4.55)$$

$$y_\phi = 4.611 \times 10^{-12}$$

Угловая податливость фланца, нагруженного внешним изгибающим моментом:

$$y_{\phi H} := \left(\frac{\pi}{4}\right)^3 \frac{D_\phi}{E_{20} \cdot h^3 \cdot D_\phi} \quad (4.56)$$

$$y_{\phi H} = 9.717 \times 10^{-13}$$

Угловую податливость плоской крышки вычисляют по формуле:

Где

$$K_{кр} := \frac{D_\phi}{D_{сп}} = 1.188 \quad h_{кр} := 50 \quad \delta_{кр} := 39$$

$$X_{кр} := 0.67 \frac{[K_{кр}^2 \cdot (1 + 8.55 \cdot \log(K_{кр})) - 1]}{(K_{кр} - 1) \left[K_{кр}^2 - 1 + (1.857 \cdot K_{кр}^2 + 1) \cdot \frac{h_{кр}^3}{\delta_{кр}} \right]} = 4.036 \times 10^{-4}$$

$$y_{кр} := \frac{X_{кр}}{\delta_{кр}^3 \cdot E_{20}} = 3.164 \times 10^{-14}$$

Коэффициент, учитывающий изгиб тарелки фланца между шпильками:

$$C_F := \max \left[1, \sqrt{\frac{\pi \cdot D_\phi}{n \cdot \left(2 \cdot d + \frac{6 \cdot h}{m + 0.5} \right)}} \right]$$

$$C_F = 1$$

Приведенный диаметр плоского фланца: $D' := D$ т.к. $D \geq 20 \cdot S_1 = 1$

Плечо действия усилий в шпильках для приварных встык фланцев:

$$b := 0.5(D_{\bar{6}} - D_{\text{сп}}) \quad b = 80$$

Плечо усилия от действия давления на фланец для всех типов фланцев:

$$e := 0.5 \cdot (D_{\text{сп}} - D - S_0) \quad e = 25$$

Эквивалентная толщина плоских фланцев:

$$\varepsilon := 1 + (\beta - 1) \cdot \frac{x}{x + \frac{1 + \beta}{4}} = 1.094 \quad (4.58)$$

$$S_9 := \varepsilon \cdot S_0 = 32.822$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения для соединения фланца с крышкой:

$$\gamma := \frac{1}{y_{\text{п}} + y_{\bar{6}} \cdot \frac{E_{20\bar{6}}}{E_{\bar{6}}} + b^2 \cdot \left(y_{\text{ф}} \cdot \frac{E_{20}}{E} + y_{\text{кр}} \cdot \frac{E_{20}}{E} \right)} \quad (4.59)$$
$$\gamma = 1.757 \times 10^7$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения, нагруженного внутренним давлением или внешней осевой силой для соединения фланца с плоской прокладной крышкой:

$$\alpha := 1 - \frac{y_{\text{п}} - (e \cdot y_{\text{ф}} + y_{\text{кр}} \cdot b)b}{y_{\text{п}} + y_{\bar{6}} + b^2 \cdot (y_{\text{ф}} + y_{\text{кр}})} \quad (4.60)$$
$$\alpha = 1.167$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения, нагруженного внешним изгибающим моментом :

$$\alpha := 1 - \frac{y_{\bar{6}} + 2 \cdot y_{\text{фн}} \cdot b \cdot \left(b + e - \frac{e^2}{D_{\text{сп}}} \right)}{y_{\bar{6}} + y_{\text{н}} \cdot \left(\frac{D_{\bar{6}}}{D_{\text{сп}}} \right)^2 + 2 \cdot y_{\text{фн}} \cdot b^2} \quad (4.61)$$
$$\alpha_{\text{М}} = 1.097$$

Нагрузка, вызванная стесненностью температурных деформаций, в соединениях с приварными встык и плоскими фланцами:

$$t_{кр} := t = 60$$

$$Q_t := \gamma [2\alpha_{\phi} \cdot h \cdot (t_{\phi} - 20) + \alpha_{кр} \cdot h_{кр} \cdot (t_{кр} - 20) - \alpha_{\phi} \cdot (h + h_{кр}) \cdot (t_{\phi} - 20)]$$

$$Q_t = 1.284 \times 10^6 \text{ Н}$$

Расчетная нагрузка на шпильки при затяжке, необходимая для обеспечения в рабочих условиях давления на прокладку, достаточного для герметизации фланцевого соединения:

$$P_{\phi 1} := \max \left[\begin{array}{l} \alpha \cdot (Q_d + F) + R_{п} + \frac{4 \cdot \alpha_{M|M}}{D_{сп}} \\ \alpha \cdot (Q_d + F) + R_{п} + \frac{4 \cdot \alpha_{M|M}}{D_{сп}} - Q_t \end{array} \right]$$

$$Q_d = 8.122 \times 10^6$$

$$P_{\phi 1} = 9.674 \times 10^6 \text{ Н}$$

Расчетная нагрузка на шпильки при затяжке, необходимая для обеспечения обжатия прокладки и минимального начального натяжения шпилек:

$$P_{\phi 2} := \max(P_{обж}, 0.4 \cdot A_{\phi} \cdot \sigma_{20\phi})$$

$$P_{обж} = 2.171 \times 10^6$$

$$P_{\phi 2} = 4.615 \times 10^6 \text{ Н}$$

Расчетная нагрузка на шпильки фланцевых соединений при затяжке фланцевого соединения:

$$P_{\phi м} := \max(P_{\phi 1}, P_{\phi 2})$$

$$P_{\phi м} = 9.764 \times 10^6 \text{ Н}$$

Расчетная нагрузка на болты (шпильки) фланцевых соединений в рабочих условиях:

$$P_{\phi р} := P_{\phi м} + (1 - \alpha) \cdot (Q_d + F) + Q_t + \frac{4 \cdot (1 - \alpha_M) \cdot |M|}{D_{сп}} \quad (4.62)$$

$$P_{\phi р} = 9.717 \times 10^6 \text{ Н}$$

Проверка прочности шпилек и прокладки

Расчетные напряжения в шпильках при затяжке:

$$\sigma_{61} := \frac{P_{6M}}{A_6}$$

$$\sigma_{61} := 192.854 \text{ МПа}$$

В рабочих условиях:

$$\sigma_{62} := \frac{P_{6P}}{A_6}$$

$$\sigma_{62} := 193.729 \text{ МПа}$$

Проверка условий прочности шпилек при затяжке и в рабочих условиях:

$$Usl_1 := \begin{cases} \text{"Условие прочности при затяжке НЕ выполняются"} & \text{if } \sigma_{61} > \sigma_{206} \\ \text{"Условие прочности в рабочих условиях НЕ выполняются"} & \text{if } \sigma_{62} > \sigma_{д,6} \\ \text{"Условие прочности выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$Usl_1 = \text{"Условия прочности выполняются"}$

$$\sigma_{61} = 192.854 \text{ МПа} \quad \sigma_{62} = 193.729 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{206} = 230 \text{ МПа} \quad \sigma_{д,6} = 228.5 \text{ МПа}$$

Расчет фланцев на статическую прочность

Расчетный изгибающий момент, действующий на приварной встык фланца при затяжке:

$$M_M := C_F \cdot P_{6M} \cdot b$$

$$M_M = 7.739 \times 10^8 \text{ Н*мм}$$

Расчетный изгибающий момент, действующий на фланец в рабочих условиях:

$$M_P C_F := \max |P_{6P} \cdot b + (Q_d Q_{FM}) \cdot e, |Q_d + Q_{FM}| \cdot e |$$

$$M_P = 9.974 \times 10^8 \text{ Н*мм}$$

Расчетные напряжения во фланце при
затяжке:

Меридиональное изгибное напряжение во втулке приварного встык фланца, обечайке плоского фланца:

$$\sigma_{0M} := \frac{f \cdot M_M}{\lambda(S_1 - c_0)^2 \cdot D'} \div 10 \quad (4.63)$$

$$\sigma_{0M} = 68.164 \text{ МПа}$$

Напряжения в тарелке приварного встык фланца в условиях затяжки:
радиальное напряжение:

$$\sigma_{RM} := \frac{1.33 \cdot \beta_F \cdot h + l_0}{\lambda \cdot h^2 \cdot D} \cdot M_M \quad (4.64)$$

σ_{RM} Окружное напряжение

$$\sigma_{TM} := \frac{\beta_y \cdot M}{\lambda \cdot h^2 \cdot l_0 \cdot D} - \beta_z \cdot \sigma_{RM} \quad (4.65)$$

$$\sigma_{TM} = 75.071 \text{ МПа}$$

Расчетные напряжения во фланце в рабочих условиях:

Меридиональные изгибные напряжения для приварных встык фланцев с прямой втулкой и плоских фланцев:

$$\sigma_{0p} := \frac{f \cdot M_p}{\lambda \cdot (S_1 - c_0)^2 \cdot D'} \quad (4.66)$$

$$\sigma_{0p} = 878.524 \text{ МПа}$$

Максимальные меридиональные мембранные напряжения в обечайке плоского фланца:

$$\sigma_{0mmp} := \max \left| \frac{Q_D + F + \frac{4|M|}{D_{сп}}}{\pi \cdot (D + S_0) \cdot (S_0 - c_0)}, \frac{Q_D + F - \frac{4|M|}{D_{сп}}}{\pi \cdot (D + S_0) \cdot (S_0 - c_0)} \right| \quad (4.67)$$

$$\sigma_{0mmp} = 68.795 \text{ МПа}$$

Максимальные меридиональные мембранные напряжения в обечайке плоского фланца:

$$\sigma_{0мор} := \frac{P \cdot D}{2 \cdot (S_0 - c_0)} = 135.251 \text{ МПа} \quad (4.68)$$

Напряжения в тарелке приварного встык фланца или плоского фланца в рабочих условиях :

Радиальное напряжение:

$$\sigma_{Rp} := \frac{1.33 \cdot \beta_F \cdot h + l_0}{\lambda \cdot h^2 \cdot l_0 \cdot D} \cdot M_p \quad (4.69)$$

$$\sigma_{Rp} = 73.799 \text{ МПа}$$

Оружное напряжение:

$$\sigma_{Tp} := \frac{\beta_Y \cdot M_p}{h^2 \cdot D} - \beta_z \cdot \sigma_{Rp}$$

$$\sigma_{Tp} = 96.754 \text{ МПа}$$

Проверка углов поворота фланцев

Угол поворота приварного встык фланца:

$$\theta := M_p \cdot y_\phi \cdot \frac{E_{20}}{E}$$

$$\theta = 4.599 \times 10^{-3}$$

Допускаемый угол поворота приварного встык фланца принимаем 0.007

$$\theta_D := 0.07$$

$$Usl_P := \begin{cases} \text{"Условие при испытаниях НЕ выполняются"} & \text{if } \theta > 1.3 \cdot \theta_D \\ \text{"Условие в рабочих условиях НЕ выполняются"} & \text{if } \theta > \theta_D \\ \text{"Условие поворота приварного встык фланца выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Usl_P := \text{"Условие поворота приварного встык фланца выполняется"}$$

4.4.4 Расчет укрепления отверстий в оболочках

Технологический расчет штуцеров

Расчет проводим по методике согласно [13]

Диаметр входного и выходного патрубка для холодного теплоносителя:

$$d_{\text{хол}} := 300 \text{ мм}$$

Диаметр входного и выходного патрубка для горячего теплоносителя:

$$d_{\text{гор}} := 300 \text{ мм}$$

Материал для патрубков назначаем конструктивно: 09Г2С (корпус аппарата изготовлен из такого же материала, используя один и тот же материал мы избегаем увеличения скорости коррозии).

Рабочая температура холодного теплоносителя:

$$t_{\text{хол}} := 40 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Рабочая температура горячего теплоносителя:

$$T_{\text{гор}} := 60 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Длину патрубка назначаем конструктивно (чтобы было легко монтировать аппарат, и не было трудностей при его транспортировке)

Длина патрубка для горячего теплоносителя:

$$l_{\text{гор}} := 260 \text{ мм}$$

Длина патрубка для холодного теплоносителя:

$$l_{\text{хол}} := 260 \text{ мм}$$

Расчет толщины стенки патрубков холодного теплоносителя

Расчет толщины стенки патрубка холодного теплоносителя при внутреннем избыточном давлении, согласно [13]:

$$s_{p4} := \max \left(\frac{P_{\text{к.расч}} \cdot d_{\text{хол}}}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{d40}}, \frac{P_{\text{к.пр}} \cdot d_{\text{хол}}}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{d20} - P_{\text{к.пр}}} \right) = 1.293 \text{ мм} \quad (4.70)$$

Исполнительная толщина стеки патрубка:

$$s_{и4} := s_{p4} + c = 3.293 \text{ мм} \quad (4.71)$$

Принимаем толщину патрубка :

$$s_{штуц, Ду300} := 10 \text{ мм}$$

Проверка условий применимости формул безмоментной теории:

$$\text{Пров 1} := \begin{cases} \text{"Условия применения формул выполняются"} & \text{if } \frac{s_{штуц, Ду300}^{-c}}{d_{хол}} \leq 0.1 \\ \text{"Условия применения формул НЕ выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Пров1= «Условия применения формул выполняется»

Расчет допускаемого внутреннего избыточного давления:

$$P_{д4} = \frac{2 \cdot \sigma_{д40} \cdot \phi \cdot (s_{штуц, Ду300}^{-c})}{d_{хол} + (s_{штуц, Ду300}^{-c})} = 9.922 \text{ МПа} \quad (4.72)$$

Проверка условия прочности стенок, цилиндрической обечайки от действия внутреннего давления:

$$\text{Пров 2} := \begin{cases} \text{"Условия прочности стенки для патрубка холтеп. выполняются"} & \text{if } P_{к.пр} \leq P_{д4} \\ \text{"Условия прочности НЕ выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Пров2= «Условия прочности стенки для патрубков хол.теп. выполняется»

Расчет толщины стенки патрубка горячего теплоносителя

Расчетная толщина стенки патрубка горячего теплоносителя, согласно [13]:

$$s_{p5} := \max \left(\frac{P_{т.расч} \cdot d_{гор}}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{д60} - P_{т.расч}}, \frac{P_{т.пр} \cdot d_{гор}}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{д20} - P_{т.пр}} \right) = 6.465 \text{ мм} \quad (4.73)$$

Исполнительная толщина стенки патрубка:

$$s_{и5} := s_{p5} + c = 8.465 \text{ мм}$$

Принимаем толщину патрубка :

$$s_{штуц, Ду300} := 10 \text{ мм}$$

Проверка условий применимости формул безмоментной теории:

$$\text{Пров3} := \begin{cases} \text{"Условия применения формул выполняются"} & \text{if } \frac{s_{\text{штуц, Ду300}}^{-c}}{d_{\text{гор}}} \leq 0.1 \\ \text{"Условия применения формул НЕ выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Пров3= «Условия применения формул выполняется»

Расчет допускаемого внутреннего избыточного давления:

$$P_{\text{д5}} = \frac{2 \cdot \sigma_{\text{д60}} \cdot \Phi \cdot (s_{\text{штуц, Ду300}}^{-c})}{d_{\text{гор}} + (s_{\text{штуц, Ду300}}^{-c})} = 9.714 \text{ МПа} \quad (4.74)$$

Проверка условия прочности стенок, цилиндрической обечайки от действия внутреннего давления:

$$\text{Пров4} := \begin{cases} \text{"Условия прочности стенки для патрубка гортеп. выполняются"} & \text{if } P_{\text{т.пр}} \leq P_{\text{д5}} \\ \text{"Условия прочности НЕ выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Пров4= «Условия прочности стенки для патрубков гор.теп. выполняется»

Укрепление отверстий патрубков

Расчет диаметра укрепляемых элементов:

Для цилиндрической оболочки:

$$D_p := D_{\text{вн}} = 1.2 \times 10^3 \text{ мм}$$

Расчетный диаметр отверстий в стенках обечайки, ось которого совпадает с нормалью к поверхности:

$$d_{\text{рхол}} := d_{\text{хол}} + 2 \cdot c = 304 \text{ мм}$$

$$d_{\text{ргоп}} := d_{\text{гор}} + 2 \cdot c = 304 \text{ мм}$$

Расчетные длины внешней части круглого штуцера, участвующие в укреплении отверстий и учитываемые при расчете, определяют по формулам:

$$l_{1\text{хол}} := 1.25 \sqrt{(d_{\text{хол}} + 2 \cdot c) \cdot s_{\text{штуц, Ду300}}^{-c}} = 61.644 \text{ мм} \quad (4.75)$$

$$l_{1\text{гор}} := 1.25 \sqrt{(d_{\text{гор}} + 2 \cdot c) \cdot s_{\text{штуц, Ду300}}^{-c}} = 61.644 \text{ мм} \quad (4.76)$$

Укрепление отверстий штуцеров.

Укрепление отверстий производим с помощью накладного кольца, толщина которого равняется толщине обечайки.

-для цилиндрической обечайки:

$s_{2\text{-цилиндр.обеч}} := s_2 = 30 \text{ мм}$ - толщина накладного кольца.

Расчет длины штуцеров

Расчет длины внешней и внутренней части круглого штуцера, участвующие в укреплении отверстий.

$l_1 := 260 \text{ мм}$ - принимаем исполнительную длину внешней части штуцера;

$l_2 := 50 \text{ мм}$ - принимаем исполнительную длину внутренней части штуцера;

-для штуцера Ду300:

$$l_{1\text{штуц, Ду300}} := \min \left[l_1, 1.25 \sqrt{(d_{\text{рхол}} + 2 \cdot c_1) \cdot (s_{\text{штуц, Ду300}}^{-c})} \right] = 62.048 \text{ мм}$$

$$l_{2\text{р.штуц, Ду300}} := \left[l_1, 0.5 \sqrt{(d_{\text{рхол}} + 2 \cdot c_1) \cdot s_{\text{штуц, Ду300}}^{-c}} \right] = 24.819 \text{ мм}$$

Принимаем:

$$l_{1.\text{штуц, Ду300}} := \text{ceil}(\max(l_1.\text{штуц Ду300}, l_1)) = 260 \text{ мм}$$

$$l_{3.\text{штуц, Ду300}} := \text{ceil}(\max(l_2.\text{штуц Ду300}, l_2)) = 50 \text{ мм}$$

Расчетный диаметр одиночного отверстия, не требующий дополнительного укрепления, при наличии избыточной толщины стенки сосуда:

$$d_{0\text{хол}} := 2 \cdot \left(\frac{s_{\text{штуц, Ду300}}^{-c}}{s_{\text{р4}}} - 0.8 \right) \cdot \sqrt{D_{\text{р}} \cdot (s_{\text{штуц, Ду300}}^{-c})} = 1.055 \times 10^3$$

$$d_{0\text{гор}} := 2 \cdot \left(\frac{s_{\text{штуц, Ду300}}^{-c}}{s_{\text{р4}}} - 0.8 \right) \cdot \sqrt{D_{\text{р}} \cdot (s_{\text{штуц, Ду300}}^{-c})} = 85.719$$

Проверка необходимости проведения расчета на укрепления отверстий для штуцеров холодного теплоносителя:

$$\text{Пров5} = \begin{cases} \text{"Расчет укрепления отверстия штуцера не требуется " if } d_{\text{хол}} \leq d_{0\text{Хол}} \\ \text{"Необходимо укрепление отверстия"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Пров5 "Расчет укрепления отверстия штуцера не требуется"

Проверка необходимости проведения расчета на укрепления отверстий для штуцеров горячего теплоносителя:

$$\text{Пров6} = \begin{cases} \text{"Расчет укрепления отверстия штуцера не требуется " if } d_{\text{гор}} \leq d_{0\text{гор}} \\ \text{"Необходимо укрепление отверстия"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Пров6 "Необходимо укрепление отверстия штуцера"

Расчетная ширина зоны крепления

Ширина зоны укрепления в обечайках:

-для цилиндрической обечайки:

$$L_{0.\text{цилиндр}} := \sqrt{D \cdot (s_1 - c_1)} = 97.98 \text{ мм} \quad (4.78)$$

В случае укрепления накладным кольцом, ширина зоны укрепления принимается:

-для цилиндрической рубашки:

$$L_{\text{р.цилиндр}} := L_{0.\text{цилиндр}} = 97.98 \text{ мм}$$

Отношение допускаемых напряжений

Исходя из условия, что внешняя часть штуцера и накладное кольцо состоят из одного и того же материала, что и рубашка.

Принимаем:

-для внешней части штуцера

$$\sigma_1 := \sigma_{\text{Д60}} = 187 \text{ МПа};$$

$$x_1 := \min \left(1, \frac{\sigma_1}{\sigma_{\text{Д60}}} \right) = 1$$

-для накладного кольца

$$\sigma_2 := \sigma_{\text{Д60}} = 187 \text{ МПа};$$

$$x_2 := \min\left(1, \frac{\sigma_2}{\sigma_{Д60}}\right) = 1$$

-для внутренней части штуцера

$$\sigma_3 := \sigma_{Д60} = 187 \text{ МПа};$$

$$x_3 := \min\left(1, \frac{\sigma_3}{\sigma_{Д60}}\right) = 1$$

6.2 Расчет диаметра отверстия не требующего укрепления

- для цилиндрической обечайки:

$$d_{\text{ор.цилиндр}} := 0.4\sqrt{D(s_1 - c_1)} = 39.192 \text{ мм.} \quad (4.79)$$

Условия укрепления одиночных отверстий

В случае укрепления отверстия утолщением стенки сосуда или штуцера либо накладным кольцом, торообразной вставкой, вварным кольцом.

Принимаем укрепление штуцеров накладным кольцом.

-для штуцера Ду300:

$$A''_1 := l_{\text{р.штуц.Ду300}} \cdot (s_{\text{штуц.Ду300}} - s_{\text{и4}} - c_1) \cdot x_1 = 292.046 \text{ мм} \quad (4.80)$$

$$A''_3 := l_{\text{р.штуц.Ду300}} \cdot (s_{\text{штуц.Ду300}} - s_{\text{и4}} - c_1) \cdot x_1 = 116.818 \text{ мм} \quad (4.81)$$

$$A''_4 := l_{\text{р.цилиндр}} \cdot (s_2 - s_{\text{р2}} - c_1) \cdot x_1 = 84.976 \text{ мм} \quad (4.82)$$

$$A''_5 := 0.5 \cdot (d_{\text{хол}} - d_{\text{ор.цилиндр}}) \cdot s_1 = 1.304 \times 10^3 \text{ мм} \quad (4.83)$$

Определяем площадь "А`2" накладного кольца по формуле:

Given

$$A''_2 = \frac{1}{x_2} \cdot (A''_5 - A''_1 - A''_3 - A''_4)$$

$$A''_{2,\text{расч}} := \text{Find}(A''_2, 1) \rightarrow 810.200110780467751 \text{ мм}^2$$

Расчетную ширину накладного кольца "l₂" рассчитывают (при условии что толщина накладного кольца S₂, равна толщине стенки обечайки и эллиптического днища) по формуле:

-для цилиндрической обечайки распред.камеры:

$$S_{2,\text{цилиндр.обеч}} := 10 \text{ мм толщина накладного кольца}$$

$$l_{2\text{штуц.Ду300}} := \frac{A''_{2,\text{расч}}}{S_{2.\text{цилиндр.обеч}}} = 81.02 \text{ м}$$

Принимаем:

$$l_{2.\text{штуц.Ду300}} := 100 \text{ мм}$$

Отсюда ,

$$A''_{2,\text{расч}} = l_{2.\text{штуц.Ду300}} \cdot S_{2.\text{цилиндр.обеч}} \cdot x_2 = 1 \times 10^3 \text{ мм}^2 \quad (4.84)$$

$$U_{\text{сл}_{\text{укр}}} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется" if } A''_1 + A''_2 + A''_3 + A''_4 \geq A''_5 \\ \text{Требуется увел.толщины.стенки сосуда или штуцера либо накл.кольца otherwise} \end{cases}$$

$U_{\text{сл}_{\text{укр}}} = \text{"Условие выполняется"}$

-для внешней части штуцера горячего теплоносителя

$$\sigma_1 := \sigma_{\text{Д60}} = 187 \text{ МПа};$$

$$x_1 := \min\left(1, \frac{\sigma_1}{\sigma_{\text{Д60}}}\right) = 1$$

-для накладного кольца

$$\sigma_2 := \sigma_{\text{Д60}} = 187 \text{ МПа};$$

$$x_2 := \min\left(1, \frac{\sigma_2}{\sigma_{\text{Д60}}}\right) = 1$$

-для внутренней части штуцера

$$\sigma_3 := \sigma_{\text{Д60}} = 187 \text{ МПа};$$

$$x_3 := \min\left(1, \frac{\sigma_3}{\sigma_{\text{Д60}}}\right) = 1$$

4.4.5 Расчет трубной решетки

Принимаем длину труб аппарата равной 6 метрам согласно [5, стр. 51]

Поскольку в исходных данных не были указаны параметры для расчета конструктивных размеров аппарата, а именно длины труб, площади поперечного сечения, число труб в аппарате. Задаемся сами этими параметрами, исходя из конструктивных расчетов.

$$l_{\text{труб}} := 6000 \text{ мм}$$

Число труб

$$n_{\text{тр}} := 1048 \text{ шт}$$

Для трубной решетки используем тот же материал, что и для корпуса и труб аппарата - сталь 09Г2С. Использование одного и того же материала исключает рост скорости коррозии.

Допускаемое напряжение трубной решетки:

$$\sigma_{\text{реш60}} := \sigma_{\text{д60}} = 187 \text{ МПа}$$

Модуль упругости:

$$E_{\text{реш}} := 195 \cdot 10^3 \text{ МПа}$$

Для труб используется материал: 09Г2С

Допускаемое напряжение трубного пучка:

$$\sigma_{\text{тр}} := 187 \text{ МПа}$$

Модуль упругости:

$$E_{\text{тр5}} := 195 \cdot 10^3 \text{ МПа}$$

Внутренний диаметр аппарата: $D := 1200 \text{ мм}$

Диаметр трубы внутренний: $d_{\text{тр}} := 21 \text{ мм}$

Толщина стенки трубы: $s_{\text{тр}} := 2 \text{ мм}$

Диаметр отверстия в решетке: $d_0 := 26 \text{ мм}$

Диаметр трубы наружный: $d_{\text{нр}} := 25 \text{ мм}$

Внутренний радиус кожуха: $a := \frac{D}{2} = 600 \text{ мм}$

Расстояние от оси кожуха до оси наиболее удаленной трубы: $a_1 := 468 \text{ мм}$

Расчет трубной решетки: согласно [14]

Относительную характеристику беструбного края трубной решетки:

$$m_n := \frac{a}{a_1} = 1.282$$

Шаг расположения труб, располагаются по равнобедренному квадрату:

$$t := 1.2 \cdot d_{\text{нр}} + 2 = 32 \text{ мм}$$

Эффективный диаметр отверстия в трубной решетке или задней стенке для решеток с трубами, закреплёнными на всю толщину решетки, мм

$$d_E := d_0 - s_{\text{тр}} = 24 \text{ мм}$$

Эффективный коэффициент ослабления

$$\Phi_E := 1 - \frac{d_E}{t} = 0.25$$

Коэффициент прочности решетки:

$$\Phi_p := \frac{t - 21}{t} = 0.344$$

Толщина трубной решетки:

$$s_{p11} := \frac{D - 10}{3.4} \cdot \sqrt{\frac{P_{т.расч}}{\Phi_E \cdot \sigma_{реш60}}} = 128.603 \text{ мм} \quad (4.86)$$

Принимаем толщину трубной решетки:

$$s_p: 130 \text{ мм}$$

Коэффициент влияния давления на трубную решетку вычисляют по формулам:

- со стороны межтрубного пространства:

$$\eta_M := 1 - \frac{n_{тр} \cdot d_{нр}^2}{4 \cdot a_1^2} = 0.252 \quad (4.87)$$

-со стороны трубного пространства :

$$\eta_T := 1 - \frac{n_{тр} \cdot (d_{нр} - 2 \cdot s_{тр})^2}{4 \cdot a_1^2} = 0.472 \quad (4.88)$$

Основные характеристики жесткости элементов теплообменного аппарата. Модуль упругости основания (системы труб) вычисляют по формуле

$$K_y := \frac{E_{тр5} \cdot (\eta_T - \eta_M)}{l_{труб}} = 7.153 \frac{\text{Н}}{\text{мм}^3}$$

Модуль упругости кожуха при температуре 40⁰ С:

$$E_{кож} := 197 \cdot 10^3 \text{ МПа}$$

Приведенное отношение жесткости труб к жесткости кожуха вычисляют по формуле:

$$\rho := \frac{K_y \cdot a_1 \cdot l_{труб}}{E_{кож} \cdot s_1} = 10.196$$

Для аппаратов с неподвижными трубными решетками $K_{p1} = K_{q1} = 0$

$$K_{p1} := 0$$

$$K_{q1} = 0$$

K_q – коэффициент изменения жесткости системы трубы – кожух при действии осевой силы:

$$K_q := 1 + K_{1p} = 1$$

K_p – коэффициент изменения жесткости системы трубы-кожух при действии давления:

$$K_p := 1 + K_{1q} = 1$$

Коэффициент жесткости перфорированной плиты ψ_0

$$\eta_T = 0.472$$

Таблица 4 – Коэффициент жесткости перфорированной плиты ψ_0

η_T	0,4	0,45	0,5	0,55	0,6	0,65	0,7	0,75	0,8	0,85
ψ_0	0,12	0,15	0,2	0,25	0,3	0,37	0,44	0,51	0,59	0,68

$$\eta_{T_Таб} := \begin{pmatrix} 0.45 \\ 0.5 \end{pmatrix}$$

$$\psi_{0_Таб} := \begin{pmatrix} 0.15 \\ 0.2 \end{pmatrix}$$

$$\psi_0 := \text{Floor} \left[\text{linterp} \left[\eta_{T_Таб}, \psi_{0_Таб}, (\eta_T) \right], 0.005 = 0.17 \right] \quad (4.89)$$

Коэффициент системы решетка - трубы:

$$\beta := \frac{1.82}{s_p} \sqrt[4]{\frac{K_y \cdot s_p}{\psi_0 \cdot E_{реш}}} = 5.73 \times 10^{-3}$$

Безразмерный параметр системы решетка — трубы вычисляются по формуле

$$\omega := \beta \cdot a_1 = 2.681$$

4.4.6 Определение усилий в элементах теплообменного аппарата

Максимальное давление в трубном пространстве:

$$P_{\text{мак1}} := P_{\text{т.пр}} = 8.269 \text{ МПа}$$

Максимальное давление в межтрубном пространстве:

$$P_{\text{мак2}} := P_{\text{к.пр}} = 1.683 \text{ МПа}$$

Определяем радиус центра тяжести тарелки фланца кожуха:

$$R_1 := \frac{D_{\phi} + D}{4} = 680 \text{ мм} \quad (4.90)$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения при изгибе:

$$K_{\phi} := 1 \text{ Н·мм}$$

Коэффициент влияния давления на продольную деформацию труб:

$$m_{\text{ср}} := \frac{n_{\text{тр}} \cdot (d_{\text{нр}} - s_{\text{тр}})^2}{4 \cdot a_1^2} = 0.079 \quad (4.91)$$

Коэффициент линейного расширения материала кожуха труб при температуре 40 °С:

$$\alpha_{\text{к}} := 11.6 \cdot 10^{-6} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$$

Коэффициент линейного расширения материала труб при температуре 60 °С:

$$\alpha_{\text{т}} := 11.6 \cdot 10^{-6} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$$

Вычисляем приведенное давление (4.92)

$$p_{01} := [\alpha_{\text{к}} \cdot (t_{\text{гор}} - 20) - \alpha_{\text{т}} \cdot (t_{\text{хол}} - 20)] \cdot K_{\text{у}} \cdot 1 = 0.058$$

$$p_{02} := [\eta_{\text{т}} - 1 + m_{\text{ср}} + m_{\text{н}} \cdot (m_{\text{н}} + 0.5 \rho \cdot K_{\text{р}})] \cdot P_{\text{мак1}} = 63.933$$

$$p_{03} := [\eta_{\text{м}} - 1 + m_{\text{ср}} + m_{\text{н}} \cdot (m_{\text{н}} + 0.3 \rho \cdot K_{\text{р}})] \cdot P_{\text{мак2}} = 8.239$$

$$p_0 := p_{01} + p_{02} + p_{03} = 55.752$$

Приведенное отношение жесткости труб к жесткости фланцевого соединения:

$$\rho_1 := \frac{K_y \cdot a \cdot a_1}{\beta^2 \cdot K_\phi \cdot R_1} = 8.998 \cdot 10^7 \text{ МПа} \quad (4.93)$$

Коэффициенты, учитывающие влияние беструбного края и поддерживающие влияния труб Φ_1, Φ_2, Φ_3 определим по таблице .

Таблица 5 – Значения Коэффициентов Φ_1, Φ_2, Φ_3

ω	0	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5
Φ_1	2.0	2.0	2.06	2.28	2.79	3.58	3.0	5.39
Φ_2	0	0.02	0.19	0.62	1.32	2.16	2.94	3.59
Φ_3	0	0.19	0.76	1.65	2.75	3.76	4.65	5.36

Продолжение таблицы 5

ω	4	5	6	7	8	9	10	>10
Φ_1	6.19	7.65	9.08	10.51	11.94	13.36	14.78	$\sqrt{2\omega}$
Φ_2	4.13	5.13	6.15	7.17	8.19	9.2	10.21	ω
Φ_3	6.03	7.38	8.81	10.24	11.66	13.08	14.5	$\sqrt{2\omega}$

Безразмерный параметр системы решетка – труба: $\omega:=2.681$

$$\omega_{-1} := \begin{pmatrix} 2.5 \\ 3.0 \end{pmatrix} \quad \Phi_{1_таб} := \begin{pmatrix} 3.58 \\ 4.5 \end{pmatrix}$$

$$\omega_{-2} := \begin{pmatrix} 2.5 \\ 3.0 \end{pmatrix} \quad \Phi_{2_таб} := \begin{pmatrix} 3.58 \\ 4.5 \end{pmatrix}$$

$$\omega_{-3} := \begin{pmatrix} 2.5 \\ 3.0 \end{pmatrix} \quad \Phi_{3_таб} := \begin{pmatrix} 3.58 \\ 4.5 \end{pmatrix}$$

$$\Phi_1 := \text{Floor}(\text{linterp}(\omega_{-1}, \Phi_{1_таб}, \omega)) = 3.9$$

$$\Phi_2 := \text{Floor}(\text{linterp}(\omega_{-2}, \Phi_{2_таб}, \omega)) = 2.7$$

$$\Phi_3 := \text{Floor}(\text{linterp}(\omega_{-3}, \Phi_{3_таб}, \omega)) = 4.05$$

Вычисляем значения T_1, T_2, T_3 :

$$t_1 := 1 + 1.4 \cdot \omega \cdot (m_n - 1) = 2.059$$

$$T_1 := \Phi_1 \cdot [m_n + 0.5 \cdot (1 + m_n \cdot t_1)] = 12.515$$

$$T_2 := \Phi_2 \cdot t_1 = 5.559$$

$$T_3 := \Phi_3 \cdot m_n = 5.192$$

Изгибающий момент и перерезывающую силу, распределенные по краю трубной решетки, вычисляем по формулам:

– для изгибающего момента:

s_{1k} – толщина стенки кожуха в месте соединения с трубной решеткой, мм;

$$s_{1k} := 30 \text{ мм}$$

s_{2k} – толщина стенки кожуха в месте соединения с фланцем, мм;

$$s_{2k} := 30 \text{ мм}$$

β_{1x} – коэффициент системы кожух – решетка, 1/мм;

$$\beta_{1x} := \frac{1.3}{\sqrt{s_{1k} \cdot a}} = 9.69 \cdot 10^{-3} \frac{1}{\text{мм}} \quad (4.94)$$

β_{2x} – коэффициент системы обечайка – фланец камеры, 1/мм;

$$\beta_{2x} := \frac{1.3}{\sqrt{s_{2k} \cdot a}} = 9.69 \cdot 10^{-3} \frac{1}{\text{мм}} \quad (4.95)$$

$h_{1\phi}$ – толщина тарелки фланца кожуха;

$$h_{1\phi} := 130 \text{ мм}$$

m_1 – коэффициент влияния давления на изгиб фланца;

$$m_1 := \frac{1 + \beta_{2x} \cdot h_{1\phi}}{\beta_{1x}^2} = 2.407 \cdot 10^4 \quad (4.96)$$

m_2 – коэффициент влияния давления на изгиб 2-го фланца;

$$m_2 := \frac{1 + \beta_{2x} \cdot h_{1\phi}}{\beta_{2x}^2} = 2.407 \cdot 10^4$$

p_1 – приведенное давление на фланцы;

$$p_1 := \frac{K_y}{\beta \cdot K_\phi} \cdot (m_1 \cdot P_{\text{мак1}} - m_2 \cdot P_{\text{мак2}}) = 1.979 \cdot 10^8 \text{ МПа}$$

Расчетное давление воздушного охлаждения в камере аппарата:

$$P := P_{\text{мак2}} = 1.683 \text{ МПа}$$

$$M_{\Pi} := \left(\frac{a_1}{\beta} \right) \cdot \frac{p_1 \cdot (T_1 + \rho \cdot K_q) - p_0 \cdot T_2}{(T_1 + \rho \cdot K_q) \cdot (T_3 + \rho_1) - T_2^2} = 1.797 \cdot 10^5 \text{ Н} \cdot \text{мм} \quad (4.97)$$

– Для перерезывающих сил:

$$Q_{\text{п}} := a_1 \cdot \frac{p_0 \cdot (T_3 + \rho_1 \cdot \cdot) - p_1 \cdot T_2}{(T_1 + \rho \cdot K_q) \cdot (T_3 + \rho_1) - T_2^2} = 896.922 \text{ Н} \quad (4.98)$$

Изгибающий момент и перерезывающие силы, распределенные по периметру перфорированной зоны решетки, вычисляем по формулам:

– Для изгибающего момента:

$$M_{\text{а}} := M_{\text{п}} + (a - a_1) \cdot Q_{\text{п}} = 2.981 \cdot 10^5 \text{ Н} \cdot \text{мм}$$

– Для перерезывающей силы:

$$Q_{\text{а}} := m_{\text{п}} \cdot Q_{\text{п}} = 1.15 \cdot 10^3 \text{ Н}$$

Осевую силу и изгибающий момент, действующие на трубу, вычисляем по формулам:

– Для осевой силы:

$$i := 1/3$$

$$N_{\text{Т}} := \frac{\pi \cdot a_1}{i} \cdot [(\eta_{\text{М}} \cdot P_{\text{мак2}} - \eta_{\text{Т}} \cdot P_{\text{мак1}}) \cdot a_1 + \Phi_1 \cdot Q_{\text{а}} + \Phi_2 \cdot \beta \cdot M_{\text{а}}] = 3.293 \cdot 10^7 \text{ Н}$$

– Для изгибающего момента:

Внутренний диаметр трубы:

$$d_{\text{в}} := d_{\text{нр}} - 2 \cdot s_{\text{тр}} = 21 \text{ мм}$$

$J_{\text{Т}}$:= момент инерции поперечного сечения трубы, мм^4 ;

$$J_{\text{Т}} := \frac{\pi}{64} \cdot (d_{\text{нр}}^4 - d_{\text{в}}^4) = 9.628 \cdot 10^3 \text{ мм}^4 \quad (4.99)$$

Приведенная длина трубы, используемая при расчете прогиба труб и изгибающего момента, действующего на трубу, $l_{\text{пр}}$, мм:

$$l_{\text{пр}} := l_{\text{труб}} = 6 \cdot 10^3 \text{ мм}$$

$$M_{\text{Т}} := \frac{E_{\text{тр5}} \cdot J_{\text{Т}} \cdot \beta}{K_{\text{у}} \cdot a_1 \cdot l_{\text{пр}}} \cdot (\Phi_2 \cdot Q_{\text{а}} + \Phi_3 \cdot \beta \cdot M_{\text{а}}) = 5.367 \cdot 10^3 \text{ Н} \cdot \text{мм}$$

Усилия в коже вычисляем по формулам:

– Усилие распределенное по периметру кожаха;

$$Q_{\text{К}} := \frac{a}{2} \cdot P_{\text{т.пр}} - Q_{\text{п}} = 1.584 \cdot 10^3 \text{ Н}$$

– Изгибающий момент распределенный по периметру кожаха:

$$K_1 := 1$$

$$M_K := \frac{K_1}{\rho \cdot K_\phi \cdot \beta} \cdot (T_2 \cdot Q_\Pi + T_3 \cdot \beta \cdot M_\Pi) - \frac{P_{\max 1}}{2 \cdot \beta_{1x}^2} = 1.328 \cdot 10^3 \text{ Н} \cdot \text{мм}$$

– Суммарная осевая сила, действующая на кожух:

$$F := \pi \cdot D \cdot Q_K = 5.971 \cdot 10^6 \text{ Н}$$

Расчетные напряжения в элементах конструкции:

$$D_\phi := 1.52 \cdot 10^3 \text{ мм} \quad \text{– наружный диаметр фланца};$$

$$s_p := 130 \text{ мм} \quad \text{– толщина трубной решетки};$$

$$s_{1p} := s_p = 130 \text{ мм};$$

$$b_1 := \frac{D_\phi - D}{2} = 160 \text{ мм} \quad \text{– ширина терелки фланца};$$

$$R_1 := 680 \text{ мм} \quad \text{– радиус центра тяжести тарелки фланца кожуха};$$

Расчетные напряжения в трубных решетках:

Напряжение в трубной решетке в месте соединения с кожухом вычисляе по формулам:

– Изгибные:

$$\sigma_{p1} := \frac{6 \cdot |M_\Pi|}{(s_{1p} - c)^2} = 65.795 \text{ МПа}$$

– Касательные:

$$\tau_{1p} := \frac{|Q_\Pi|}{s_{1p} - c} = 7.007 \text{ МПа}$$

m_A , n_B - коэффициенты для определения максимального изгибающего момента в перфорированной части трубной решетки;

$$\omega = 2.681$$

$$m_A := \frac{\beta \cdot M_a}{Q_a} = 1.485$$

$$n_B := \frac{Q_a}{\beta \cdot M_a} = 0.673$$

A – коэффициент, определяемый по приложению Г ГОСТ Р 52857.7–2007 в зависимости от ω и m_A :

$$A := 0.964$$

B – коэффициент, определяемый по приложению Г ГОСТ Р 52857.7–2007 в зависимости от ω и n_B :

$$B := 0.910$$

M_{max} — максимальный расчетный изгибающий момент в перфорированной части трубной решетки:

$$M_{max} := \begin{cases} A \cdot \frac{|Q_a|}{\beta} & \text{if } \begin{cases} m_A \leq 1 \\ -1 \leq m_A \end{cases} \\ B \cdot |M_a| & \text{if } \begin{cases} m_A < -1 \\ m_A > 1 \end{cases} \end{cases} = 2.712 \cdot 10^5 \text{ Н} \cdot \text{мм}$$

Напряжения в перфорированной части трубной решетки вычисляем по формулам:

– Изгибные:

$$\sigma_{p2} := \frac{6 \cdot M_{max}}{\phi \cdot (s_{1p} - c)^2} = 99.328 \text{ МПа}$$

– Касательные

$$\tau_{2p} := \frac{|Q_a|}{\phi \cdot (s_{1p} - c)} = 8.984 \text{ МПа}$$

Напряжения в кожухе в месте присоединения к решетке:

В меридиональном направлении:

– Мембранные:

$$\sigma_{Mx} := \frac{|Q_k|}{(s_{1k} - c)} = 56.568 \text{ МПа}$$

– Изгибные:

$$\sigma_{ux} := \frac{6 \cdot |M_k|}{(s_{1k} - c)^2} = 1.016 \cdot 10^3 \text{ МПа}$$

В окружном направлении:

– Мембранные:

$$\sigma_{M\phi} := \frac{P_{max1} \cdot a}{(s_{1k} - c)} = 177.201 \text{ МПа}$$

– Изгибные:

$$\sigma_{uf} := 0.3 \cdot \sigma_{ux} = 304.891 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{2T} := \frac{(d_{нр} - s_{тр}) \cdot \max(|P_{мак2}|, |P_{мак1}|, |P_{мак2} - P_{мак1}|)}{2 \cdot s_{тр}} = 47.549 \text{ МПа}$$

$\sigma_{др} := 196 \text{ МПа}$ – Допускаемое напряжение для материала решетки

Проверка прочности трубных решеток:

$$\text{Пров}_{\text{труб}_{\text{реш}}} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \max(\tau_{1p}, \tau_{2p}) \leq 0.8 \cdot \sigma_{др} \\ \text{"Условие прочности НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Пров}_{\text{труб}_{\text{реш}}} = \text{"Условие выполняется"}$$

Проверка прочности и устойчивости кожуха:

Проверку прочности кожуха проводим в месте присоединения к решетке.

Условие статической прочности кожуха в месте присоединения к решетке:

$$\sigma_{д40} = 191 \text{ МПа}$$

$$\text{Пров}_{\text{кож}} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \sigma_{Mx} \leq 1.3 \cdot \sigma_{д40} \\ \text{"Условие НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Пров}_{\text{кож}} = \text{"Условие выполняется"}$$

4.4.6 Расчет трубы на прочность, устойчивость и жесткость. Расчет способа крепления труб к решетке

Условие статической прочности труб:

$$\text{Пров}_{\text{кож}} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \sigma_{2T} \leq \sigma_{тр} \\ \text{"Условие НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Пров}_{\text{кож}} = \text{"Условие выполняется"}$$

Проверка труб на устойчивость:

Коэффициент условий работы при расчете труб на устойчивость:

– Для рабочих условий: $K_{T1} := 1.3$

– Для условий гидроиспытаний: $K_{T2} := 1.126$

Задаем конструктивно:

– Максимальный пролет трубы между решеткой и перегородкой:

$$l_{1R} := 2000 \text{ мм};$$

– Максимальный пролет трубы между перегородками:

$$l_{2R} := 2000 \text{ мм};$$

Расчетная длина труб при продольном изгибе:

$$l_R := \max(l_{2R}, 0.7l_{1R}) = 2000 \text{ мм}$$

Параметр λ , используемый при расчете на продольный изгиб:

– Для рабочих условий

$$\lambda_1 := K_{T1} \cdot \sqrt{\frac{\sigma_{Tр}}{E_{Tр5}}} \cdot \frac{l_R}{(d_{Tр} - s_{Tр})} = 4.238$$

– Для условий гидроиспытаний

$$\lambda_2 := K_{T2} \cdot \sqrt{\frac{\sigma_{Tр}}{E_{Tр5}}} \cdot \frac{l_R}{(d_{Tр} - s_{Tр})} = 3.67$$

φ_T – Коэффициент уменьшения допускаемого напряжения при продольном изгибе, определяемый по графику представленному на рисунке , в зависимости от λ :

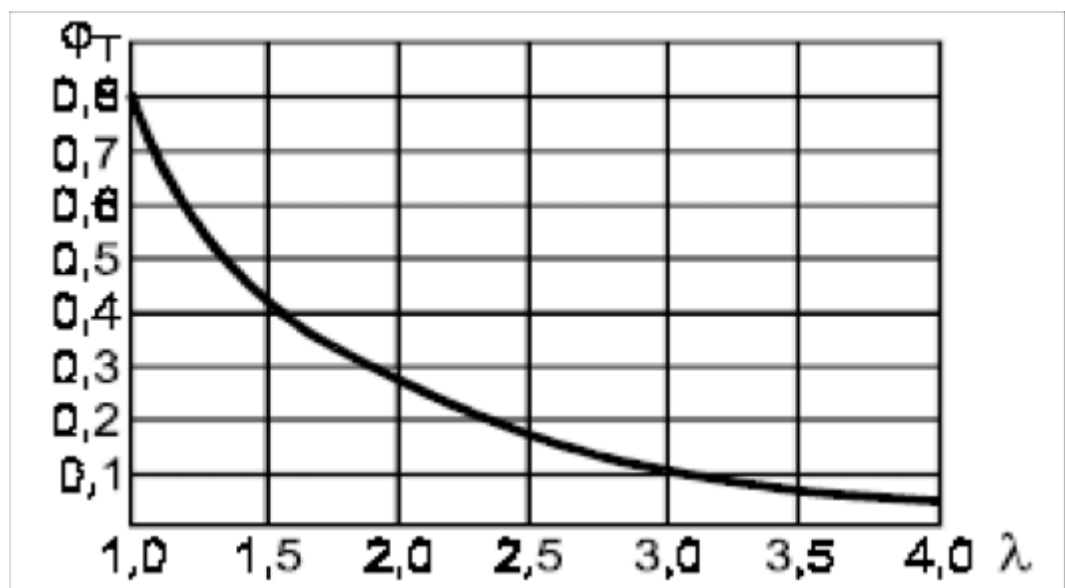


Рисунок 13 – Коэффициент уменьшения допускаемого напряжения при продольном изгибе

$$\varphi_T := 0.06$$

При отсутствии более точных данных допускается вычислять допускаемую нагрузку на вальцовочное соединение трубы с решеткой по формулам:

–Для труб завальцованных в гладком отверстии с отбортовкой:

Площадь трубной решетки, заключенной между четырьмя трубами

$$f := 0.866 \cdot t^2 - \frac{\pi \cdot d_{\text{тр}}^2}{4} = 540.423 \text{ мм}^2$$

Осевое усилие, растягивающее трубы и корпус:

$$Q := P_{\text{к.расч}} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D^2 - n \cdot d_{\text{в}}^2) + P_{\text{т.расч}} \cdot n \cdot \frac{\pi}{4} \cdot d_{\text{в}}^2 = 6.357 \cdot 10^4 \text{ Па}$$

Трубная нагрузка:

$$q := P_{\text{т.расч}} \cdot f = 3.011 \cdot 10^3 \text{ Н}$$

Усилие на одну трубу:

$$q_1 := Q/n = 60.658 \text{ Н}$$

Температурное напряжение в трубе:

$$\sigma_T = 9.151 \text{ МПа}$$

Площадь поперечного сечения стенки трубы:

$$d_{\text{н.т}} := 0.025 \text{ м};$$

$$d_{\text{в.т}} := 0.021 \text{ м};$$

$$f_T := \frac{\pi}{4} \cdot (d_{\text{н.т}}^2 - d_{\text{в.т}}^2) = 1.445 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$$

Температурное усилие, приходящееся на одну трубу:

$$q_T := \sigma_T \cdot f_T = 1.16 \cdot 10^{-3}$$

Суммарное усилие:

$$q_c := q_1 - q_T = 60.657 \text{ Н}$$

Удельная нагрузка от давления на единицу длины окружности:

$$\sigma_o := \frac{q}{\pi \cdot d_{\text{н}}} = 0.383 \text{ МН/м}$$

$\sigma_{0д}:=0.04$ МН/м – при развальцовке труб в отверстиях без канавок;

Проверка условия прочности развальцовки:

$$\text{Пров}_{\text{проч}} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \sigma_0 \leq \sigma_{0д} \\ \text{"Условие НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Пров}_{\text{проч}} = \text{"Условие выполняется"}$$

4.4.7 Расчет массы аппарата

Наружный диаметр корпуса $D_{н}:=1.22$ м;

Внутренний диаметр аппарата $D_{вн}:=1.2$ м;

Внутренний диаметр крышки $D_{кр}:=1.2$ м;

Внутренний диаметр труб $d_{в.т}:=0.021$ м;

Наружный диаметр труб $d_{н.т}:=0.025$ м;

Толщина стенки эллиптической крышки $s_{э.к}:=0.03$ м;

Плотность воды $\rho_{в}:=998$ кг/м³;

Толщина стенок труб $s_{т}:=0.002$ м;

Толщина стенки кожуха $s_{к}:=0.01$ м;

Толщина стенки распределительной камеры $s_{р.к}:=0.03$ м;

Прибавка на коррозию $c:=0.002$ м;

Длина корпуса $L_{к}:=6$ м;

Длина аппарата $L_{ап}:=7.536$ м;

Длина распределительной камеры $L_{р.к}:=0.856$ м;

Длина труб $L_{тр}:=6$ м;

Количество труб $n:=1048$;

Плотность стали 09Г2С $\rho_{мет}:=7900$ кг/м³;

Толщина трубной решетки $s_{тр}:=0.13$ м;

Диаметр трубной решетки $D_{т.р}:=1.19$ м.

Вес корпуса аппарата:

$$G_{\text{корп}} := \pi \cdot \left(\frac{D_{\text{Н}}^2 - D_{\text{ВН}}^2}{4} \right) \cdot L_{\text{к}} \cdot \rho_{\text{мет}} \cdot g = 5.39 \cdot 10^4 \text{ Н}$$

Вес распределительной камеры аппарата:

$$G_{\text{кам}} := \pi \cdot \left(\frac{D_{\text{Н}}^2 - D_{\text{ВН}}^2}{4} \right) \cdot L_{\text{р.к}} \cdot \rho_{\text{мет}} \cdot g = 7.69 \cdot 10^3 \text{ Н}$$

Вес трубного пучка:

$$G_{\text{труб.п}} := \pi \cdot \left(\frac{D_{\text{НТ}}^2 - D_{\text{ВТ}}^2}{4} \right) \cdot L_{\text{тр}} \cdot \rho_{\text{мет}} \cdot g \cdot n = 7.042 \cdot 10^4 \text{ Н}$$

Вес трубной решетки:

$$G_{\text{тр.реш}} := \pi \cdot \left(\frac{D_{\text{т.р}}^2}{4} \right) \cdot L_{\text{р.к}} \cdot \rho_{\text{мет}} \cdot g = 7.69 \cdot 10^3$$

Вес эллиптической крышки:

$H_{\text{э.к}} := 0.25 \cdot D_{\text{кр}} = 0.3 \text{ м}$ – Высота эллиптической крышки

Вес эллиптической крышки по ГОСТ 6533–78:

$G_{\text{э.к}} := 73.8 \cdot g = 723.978 \text{ Н};$

Вес фланцевого соединения $D_{\text{вн}} := 1200 \text{ мм}$:

$G_{\text{фланц1200}} := 1.461 \cdot 10^4 \text{ Н}$

Вес пустого аппарата:

$$A := G_{\text{корп}} + G_{\text{кам}} + G_{\text{труб.п}} + 2G_{\text{тр.реш}} = 1.562 \cdot 10^5 \text{ Н}$$

$$A_1 := 2G_{\text{э.к}} + 2G_{\text{фланц1200}} = 3.067 \cdot 10^5 \text{ Н}$$

$$G_{\text{ап1}} := A + A_1 = 4.629 \cdot 10^5 \text{ Н}$$

Вес жидкости внутри аппарата при гидроиспытаниях:

$$G_{\text{жид1}} := \left(\pi \cdot \frac{D_{\text{ВН}}^2}{4} \cdot L_{\text{ап}} \right) \cdot \rho_{\text{в}} \cdot g = 1.246 \cdot 10^5 \text{ Н}$$

Вес аппарата заполненного жидкостью (при гидроиспытаниях):

$$G_{\text{ап2}} := G_{\text{ап1}} + G_{\text{жид1}} = 5.875 \cdot 10^5 \text{ Н}$$

Нагрузка от собственной массы:

$$F := G_{\text{ап2}} = 5.875 \cdot 10^5 \text{ Н}$$

Переведем нагрузку в МН:

$$F1 := 0.5875 \text{ МН}$$

4.4.8 Расчет седловых опор

Расчет проводим по методике, изложенной в [15].

Расчетная схема обечайки не подкрепленной кольцами жесткости приведена на рис. .

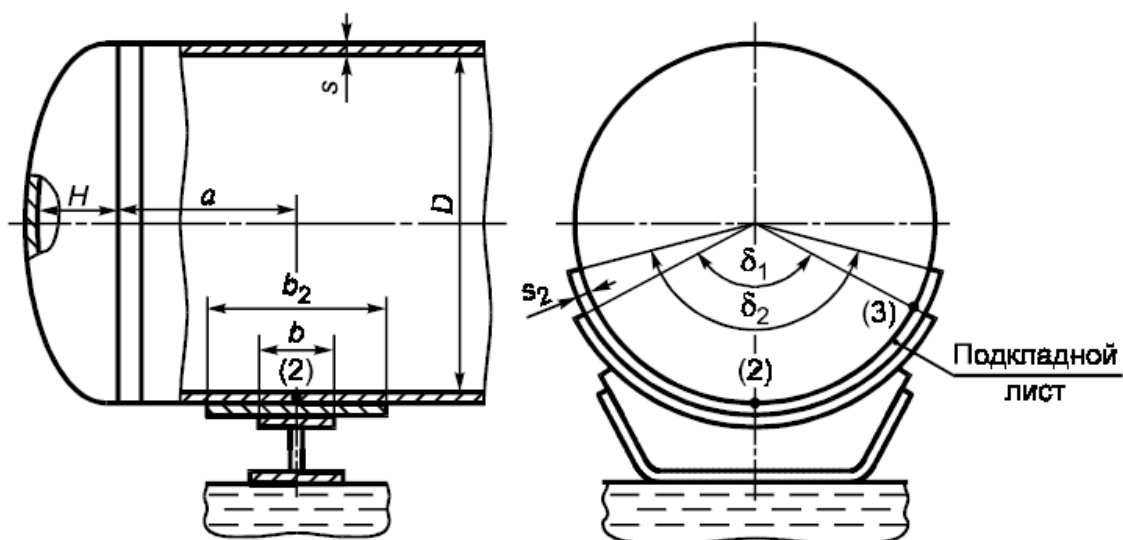


Рисунок 14 – Расчетная схема обечайки не подкрепленной кольцами жесткости

Определение расчетных усилий

Расчетная схема определения усилий для горизонтальных аппаратов приведена на рис. .

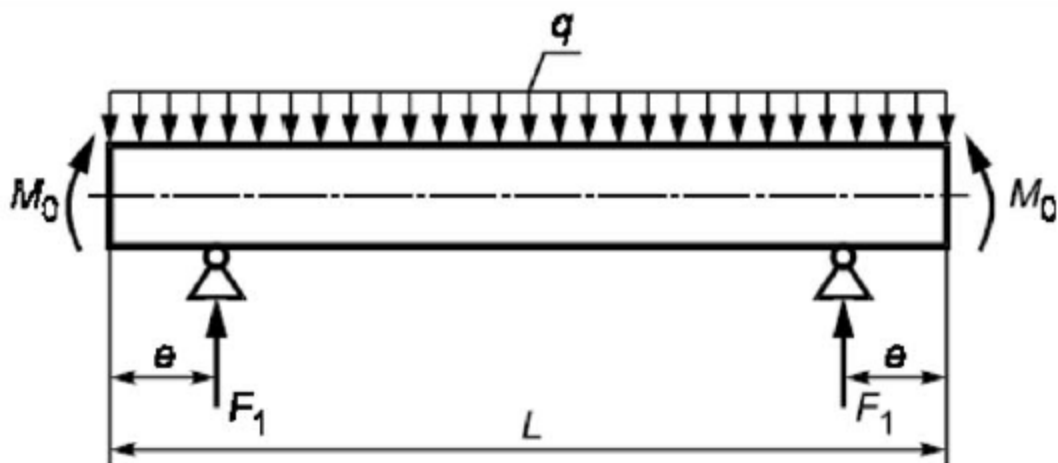


Рисунок 15 – Расчетная схема определения усилий

$L := 6000$ мм – Длина цилиндрической обечайки корпуса аппарата;

$$q := \frac{G_{\text{ан2}}}{L + \frac{4}{3} \cdot H_{\text{э.к}}} = 83.03 \text{ Н}$$

Нагрузка на одну опору:

$$F_{1\text{оп.}} := G_{\text{ан2}} / 2 = 2.9375 \cdot 10^5 \text{ Н}$$

$$F_{1\text{оп.}} := 293.75 \text{ кН}$$

Расчитываем момент M_0 :

$$M_0 := q \cdot \frac{D_{\text{вн}}^2}{16} = 7.473 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Подбираем седловую опору типа 2 для сосудов и аппаратов диаметром от 800 до 2000 мм, 3-го исполнения (нагрузки от 300 до 360 кН) согласно ОСТ 26-2091-93,

с геометрическими параметрами приведенными в таблице 6.

Таблица 6 – основные геометрические параметры седловой опоры

Диаметр аппарата, мм	Допускаемая нагрузка на опору, кН	S1	S2	R	L	L1	l	B	B1	B2	h	A	A1	Масса, кг	Масса подкладной плиты, кг
1200	300	20	20	638	110	1120	1028	250	400	140	440	800	940	125.7	30

Размеры подкладного листа представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Размеры подкладного листа

Диаметр аппарата, мм	S	R	H	Масса, кг
1200	6	654	400	27

Расстояние от края цилиндрической обечайки до центра опоры:

$$e := 1.4 \text{ м}$$

$$a := 1.8 \text{ м}$$

Изгибающий момент в сечении над опорой:

$$M_1 := \left| \left(\frac{q \cdot e^2}{2} - M_0 \right) \right| = 73.897 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Изгибающий момент в сечении над приварной седловой опорой в случае ее скольжения по опорной плите принимаем:

$$M_2 := M_1 = 73.897 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Изгибающий момент в середине аппарата между опорами:

$$M_{12} := M_0 + F_1 \cdot \left(\frac{L}{2} - a \right) - \frac{q}{2} \cdot \left[\frac{L}{2} + \frac{2}{3} \cdot H_{\text{э.к}} \right]^2 = 3.732 \cdot 10^8 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Перерезывающая сила:

$$Q_1 := \frac{L - 2 \cdot a}{L + \frac{4}{3} \cdot H_{\text{э.к}}} \cdot F_1 = 2.489 \cdot 10^5 \text{ Н}$$

Проверка несущей способности обечайки в сечении между опорами:

$$\text{Пров}_{\text{нес.сп}} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } M_{12} > M_1 \\ \text{"Условие НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Пров}_{\text{нес.сп}} = \text{"Условие выполняется"}$$

Прочность стенки от совместного действия внутреннего давления и изгиба от реакции опор проверяется в двух сечениях:

- Посреди пролета:

$$\frac{P_p \cdot D}{4 \cdot (s - c)} + 1.275 \cdot \frac{|M_1|}{D^2 \cdot (s - c)} = 60.768 \text{ МПа}$$

$$\varphi \cdot [\sigma]_{100} = 177 \text{ МПа}$$

$$U_{s1} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \frac{P_p \cdot D}{4(s - c)} + 1.275 \cdot \frac{|M_1|}{D^2 \cdot (s - c)} < \varphi \cdot \sigma_{d100} \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$U_{s1} = \text{"Условие выполняется"}$$

- Над опорой:

$K_6 := 0.14$ – коэффициент для обечаек, не укрепленных кольцами жесткости [9, с.299].

$$\frac{P_p \cdot D}{4 \cdot (s - c)} + 1.275 \cdot \frac{|M_2|}{K_6 \cdot D^2 \cdot (s - c)} = 66.314 \text{ МПа}$$

$$\varphi \cdot [\sigma]_{100} = 177 \text{ МПа}$$

$$U_{s1} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \frac{P_p \cdot D}{4(s - c)} + 1.275 \cdot \frac{|M_2|}{K_6 \cdot D^2 \cdot (s - c)} < \varphi \cdot \sigma_{d100} \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$U_{s1} = \text{"Условие выполняется"}$$

Напряжение среза в опорном сечении обечайки при установке аппарата на двух опорах определяем следующим образом:

$K_7 := 0.8$ – коэффициент [9, с.295].

Так как $\frac{a}{D} = 0.34 > 0.25$, то:

$$2 \cdot K_7 \cdot \frac{Q_n}{D \cdot (s - c)} = 18.802 \text{ МПа}$$

$$0.8 \cdot [\sigma]_{100} = 141.6 \text{ МПа}$$

$$U_{s1} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } 2 \cdot K_g \cdot \frac{Q_{\Pi}}{D \cdot (s - c)} < 0.8 \cdot \sigma_{d100} \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$U_{s1} = \text{"Условие выполняется"}$

Все условия выполняются, следовательно опоры подобраны верно.

5 Очистка газа от механических примесей и капельной жидкости

Нормальная работа технологического оборудования и качество выпускаемой продукции во многом зависят от содержания в газе влаги, кислых компонентов, пыли и механических примесей.

Содержание пыли и механических примесей в газе при его транспортировании способствует истиранию металла трубопроводов и аппаратов. Пыль вызывает износ и приводит к выходу из строя уплотнительных колец, клапанов и гильз цилиндров поршневых компрессоров, снижает их КПД. Механические частицы отлагаются на поверхности труб холодильников и резко снижают скорость передачи тепла [16].

5.1 Современные методы очистки газа

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

В современных системах сбора нефти и газа газосепараторами оснащаются все блочные автоматизированные групповые замерные установки (за исключением установок, оснащенных массовыми расходомерами), дожимные насосные станции и центральные пункты сбора и подготовки нефти, газа и воды.

Сепарация газожидкостных смесей (ГЖС) – один из основных технологических процессов, влияющих на качество подготовки газа и жидкости и на условия эксплуатации трубопроводов, транспортирующих эти продукты

Эффективность процесса сепарации ГЖС определяется качеством очистки газа от капельной жидкости и жидкости от газа. Наличие капельной жидкости в потоке газа, выходящего из сепаратора, вызывает осложнения в системе газопроводов и удорожает их обслуживание. Унос из сепаратора потоком жидкости газовых включений увеличивает потери ценных

углеводородов, а при перекачке такой системы способствует непроизводительной работе насосного оборудования.

Качество разделения газа и жидкости в большой степени зависит от совершенства конструкции и правильного выбора применяемого оборудования.

Нормальная работа технологического оборудования и качество выпускаемой продукции во многом зависят от содержания в газе влаги, кислых компонентов, пыли и механических примесей.

Содержание пыли и механических примесей в газе при его транспортировании способствует истиранию металла трубопроводов и аппаратов. Пыль вызывает износ и приводит к выходу из строя уплотнительных колец, клапанов и гильз цилиндров поршневых компрессоров, снижает их КПД. Механические частицы отлагаются на поверхности труб холодильников и резко снижают скорость передачи тепла.

Выбор технологии очистки газа от механических примесей зависит от размеров частиц и требуемой степени очистки.

Частицы размером 100-500 мкм улавливаются в специальных аппаратах: осадительных расширительных камерах и циклонах. Принцип работы расширительных камер основан на снижении скорости движения потока газа и осаждении из него частиц под действием силы тяжести. В циклонах частицы под действием центробежной силы отбрасываются к стенке аппарата и падают вниз.

Объемные сепараторы практически отделяют только крупнодисперсную пыль с частицами размером 50-100 мкм.

Для улавливания частиц размером 0,1-100 мкм используют циклоны, мокрые пылеуловители (в них газ проходит через жидкость), керамические и металлокерамические фильтры.

Частицы размером менее 0,1 мкм находятся в броуновском движении и не осаждаются под действием силы тяжести. Такая взвесь может быть уловлена в электрофильтрах и мокрых пылеуловителях.

На практике очистку природного и нефтяного газов от механических примесей и жидких загрязнителей проводят в промысловых и заводских сепараторах [17].

Первоначально пластовое давление газовых и газоконденсатных месторождений выше, чем давление в газопроводе, поэтому при подготовке газа к транспортировке его давление необходимо снизить. Для этого газ проходит через специальное устройство дроссель, в котором происходит расширение потока газа и его давление снижается. При снижении давления газа происходит его охлаждение.

Основные аппараты разделительных установок - это сепараторы (рис.16), предназначенные для отделения газовой и твердой фаз от жидкой.

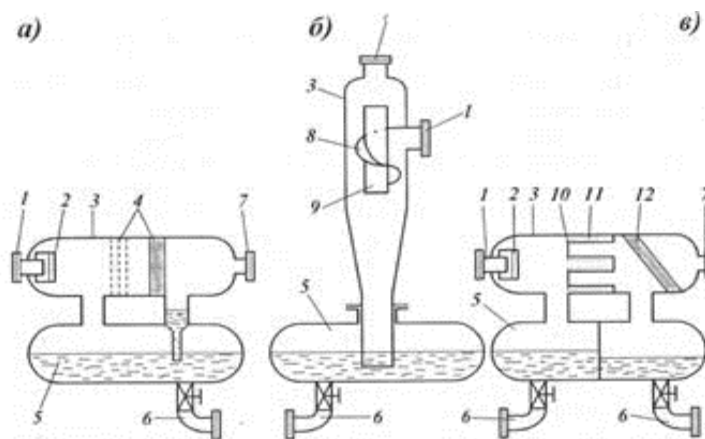


Рисунок 16 – Сепараторы для очистки газа: а) горизонтальный гравитационный; б) центробежный циклонный; в) фильтрующий; 1 – вход газа; 2 – входная зона (отбойник); 3 – корпус сепаратора; 4 – каплеулавливающий сетчатый пакет; 5 – сборник конденсата; 6 – выход конденсата; 7 – выход газа; 8 – завихритель потока; 9 – внутренняя газоотводящая труба; 10 – каркас фильтрующего элемента; 11 – фильтрующий материал; 12 – каплеуловитель.

Сепарирование капель и твердых частиц из газообразной фазы происходит под действием силы тяжести, сил инерции либо в результате их комбинированного действия.

Для сепарирования под действием силы тяжести необходим горизонтальный участок на пути прохождения газа, скорость потока газа должна быть минимально возможной для снижения уноса частиц.

Сепарирование под действием сил инерции требует внезапного изменения направления движения потока газа так, чтобы находящиеся в газе твердые частицы и капли жидкости могли продолжать движение в первоначальном направлении и удаляться из потока, изменяющего свое направление.

По мере сепарации изменяются размеры капель взвешенной влаги и твердых частиц (их дисперсность). Так, на входном участке диаметр капель в потоке газа колеблется от 100 до 1000 мкм (в среднем около 700-800 мкм), и может присутствовать пленочная жидкость. После первой ступени сепарации в потоке остаются капли диаметром от 30 до 150 мкм, а после второй ступени в газе присутствуют самые мелкие капли - диаметром от 1 до 30-50 мкм.

На выходе из ступени предварительной очистки установок комплексной подготовки газа суммарное содержание жидкой дисперсной фазы не должно превышать 350 мг/нм³ газа.

Соответственно меняющемуся дисперсному составу газа и требованиям на его очистку используются разные по конструкции и эффективности очистки сепарационные устройства, которые по своему принципу действия делятся на гравитационные, инерционного типа (насадочные), центробежные и фильтрующие. В большинстве случаев конструкции объединяют в себе несколько из этих принципов [18].

Гравитационные сепараторы бывают горизонтальными (рис.16, а), вертикальными и шарообразными. Общим для них является наличие отстойной (осадительной) зоны, где отделение дисперсных частиц происходит под действием силы тяжести. На входе газа имеются обычно отбойные пластины 2, а перед выходом газа из сепаратора - каплеулавливающий сетчатый пакет 4, сепарирующий мелкие капли от газа за счет инерционных сил (удар о препятствие, резкие повороты газа, трение о поверхность сетки и др.).

Внизу сепаратора имеется вынесенный отдельно или встроенный сборник уловленной жидкости (конденсата) и пыли 5. Такой тип сепараторов обычно используется первым по ходу очистки газа, который несет наиболее крупные капли жидкости, а конкретная конструкция сепараторов выбирается с учетом таких факторов, как производительность по газу, давление, наличие в газе механических примесей, требуемая степень очистки и др.

Инерционные сепараторы насадочного типа представляют собой аппараты, заполненные насадками с развитой удельной поверхностью контакта (от 10 до 500 м²/нм³). Улавливание капель происходит за счет их контакта с поверхностью насадки и резких многократных поворотов потока газа в каналах самой насадки. В качестве насадки применяют кольца Рашига (кольца, изготовленные из керамики или стали, с высотой равной диаметру), многослойные пакеты из пластин, уголков или сетки. Степень улавливания капель такими сепараторами достигает 99 %.

Чаще всего насадка таких сепараторов представляет собой волнистые стальные листы (гофры, перпендикулярные оси аппарата), установленные вертикально на небольшом расстоянии друг от друга. Газ, двигаясь вертикально снизу вверх, многократно огибает гофры, образующие извилистые каналы, и за счет инерционных сил и сил трения о стенки листов из него выделяются капли жидкости, стекающие по листам в низ аппарата (сборник жидкости). Такой сепаратор может улавливать капли жидкости размером более 20 мкм и обеспечивает пропускную способность по газу до 6,0 млн. нм³/сут.

Одной из особенностей таких сепараторов является то, что пленка уловленной жидкости стекает по пластинам навстречу потоку газа и при определенной скорости газа может наступить момент, когда газ за счет сил трения приостановит течение этой пленки. Наступает «зависание» жидкости и захлебывание насадки.

Сетчатые каплеуловители используют обычно для окончательной очистки газа и устанавливают на концевых участках ступени очистки газа.

Центробежные сепараторы для отделения жидкости от газа используют центробежные силы, возникающие в предварительно закрученном потоке газа. При этом, чем больше скорость закрутки и меньше радиус закрученного потока, тем выше эффективность сепарации. Центробежные сепараторы улавливают до 95 % механических примесей и используются на входных участках для предварительной очистки газа, особенно если газ содержит много механических примесей.

Существует два типа центробежных сепараторов, различающихся устройством, закручивающим поток, циклонные (рис. 16, б) и прямоточные. В первом случае поток газа входит в корпус сепаратора 3 тангенциально (т.е. по касательной к окружности корпуса аппарата) под направляющую пластину - завихритель 8 и завихряется вокруг центральной трубы 9, снизу которой отводится очищенный газ. Капли жидкости, отброшенные центробежной силой к корпусу сепаратора, стекают по нему вниз и через нижний патрубок собираются в сборнике газоконденсата 5.

Для отделения попутного газа от нефти и воды, т. е. в случае, когда дисперсной фазой является не жидкость, а газ, применяют центробежные сепараторы циклонного типа. Верхняя их секция представляет собой циклонный сепаратор газа, а нижняя - отстойник для отделения остатков газа от нефти и расслоения основной массы воды и нефти.

Фильтрующие сепараторы используют для тонкой окончательной очистки газа от частиц жидкости диаметром от 0,5 до 10 мкм, не улавливаемых другими типами сепараторов.

Одна из разновидностей такого сепаратора показана на рис. 16, в. Он включает три зоны сепарации - входную 2, фильтрующие элементы 10 и каплеуловитель 12.

Фильтрующие элементы представляют собой перфорированный патрубок-каркас 10, на котором уложен фильтрующий слой 11, при прохождении через который капли коалесцируют (сливаются), укрупняются и стекают в сборник 5.

Диаметр фильтрующих элементов обычно составляет от 50 до 100мм, а отношение их длины к диаметру равно 12-15.

Число таких элементов составляет от 30 до 150 шт.

5.2 Исследование краевого угла смачивания поверхности фильтрующих элементов фильтра-сепаратора

В настоящее время для отделения влаги и механических примесей из попутного нефтяного газа на объектах подготовки и компремирования газа широко применяются такие аппараты, как фильтр-сепараторы фирмы PECO (Perry Equipment Corporation), обеспечивающие удаление из газа не менее 98 % всех капель жидкости и твердых частиц размерами более 1 мкм. Первый отсек сепаратора содержит заменяемые формованные элементы. Газ подается в первый отсек, где твердые частицы и капли жидкости размером 10 мкм и более не могут проникнуть в элемент и остаются снаружи, смачивая фильтрующую поверхность. Постепенно мелкие капли коалесцируют между собой, образуя конгломераты, и под действием гравитационной силы отделяются и выводятся из аппарата. Мелкие и твердые частицы размером менее 1 мкм улавливаются в толще фильтрующего элемента [19].

Одной из главных задач, при использовании данного оборудования, является выбор материала фильтрующих элементов, который должен соответствовать ряду требований: прочность, износостойкость, доступность, дешевизна, возможность быстрого ремонта (замены).

Формованные элементы фильтра-сепаратора могут быть изготовлены из стали, стекловолокна, текстиля (смесь хлопковых и акриловых волокон с добавлением древесной стружки) и др. При выборе материала, необходимо руководствоваться не только механическими характеристиками и прочностными расчетами, но и учитывать физико-химические свойства и специфические явления процесса. В основе процесса удаления из газа жидкости

лежит явление смачивания поверхности фильтрующих элементов жидкостью (водонефтяной эмульсией).

Смачивание широко распространено в природе, технике, быту и играет важную роль в протекании многих технологических процессов. Смачивание лежит в основе процесса вытеснения нефти из пласта и при осушке природного газа для подачи в магистральный трубопровод.

Смачиванием называется совокупность явлений на границе соприкосновения трёх фаз, одна из которых обычно является твёрдым телом и две другие – не смешиваемые жидкости или жидкость и газ.

Капля жидкости может растекаться по поверхности, если поверхность хорошо смачивается, а если поверхность плохо смачивается, то капля растекаться не будет.

Интенсивность смачивания характеризуется величиной краевого угла смачивания, образованного поверхностью твёрдого тела с касательной, проведённой к поверхности жидкости из точки её соприкосновения с поверхностью (рис 17.).

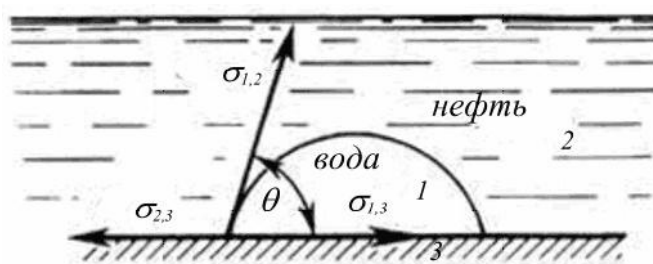


Рисунок 17 - Форма капли, обусловленная поверхностными натяжениями на различных границах соприкасающихся фаз

Краевой угол измеряется в сторону более полярной фазы (в данном случае в сторону воды). Принято условно обозначать цифрой 1 водную фазу, цифрой 2 – углеводородную жидкость или газ, цифрой 3 – твёрдое тело.

Краевым углом (углом смачивания) обозначается угол, который образует капля жидкости на поверхности твердого вещества к данной поверхности. Размер краевого угла между жидкостью и твердым веществом зависит от взаимодействия между веществами на контактной поверхности. Чем

незначительное взаимодействие, тем больше значение краевого угла. Определив краевой угол можно узнать определенные свойства поверхности, как например, поверхностную энергию. Чем больше краевой угол, тем труднее смочить поверхность и тем меньше приставание чужеродных веществ к поверхности [20].

Если угол острый – поверхность гидрофильная, тупой – гидрофобная. Существуют также переходные поверхности (амфотерные), которые хорошо смачиваются как полярными, так и неполярными системами.

Краевой угол смачивания зависит от строения поверхности, адсорбции жидкостей и газов, наличия ПАВ, температуры, давления, электрического заряда.

Важнейшая особенность смачивания состоит в том, что оно определяется взаимодействием жидкости и твердого тела. Это взаимодействие количественно характеризуется величиной краевого угла смачивания, образующего на твердой поверхности вдоль линейной границы раздела твердое тело – жидкость – газ (воздух, жидкость) так называемый периметр смачивания.

Краевой угол смачивания принято отсчитывать в полярную фазу. Чем больше краевой угол, тем труднее смочить поверхность и тем меньше приставание чужеродных веществ к поверхности.

Целью исследования является определение краевого угла смачивания различных поверхностей и выбор материала фильтрующего элемента фильтра-сепаратора F-450 для эффективного отделения капель водонефтяной эмульсии и механических примесей из сырьевого газа.

Объектом исследования является Лугинецкая газокompрессорная станция ОАО «Томскнефть» ВНК, температура сырьевого газа составляет $(-5) \div 18$ °C, давление $0.13 \div 0.2$ МПа.

В качестве смачивающих жидкостей использовались среды разной полярности: дистиллированная вода, вода с добавлением ПАВ (сульфанол), керосин, гептан и водонефтяная эмульсия (ВНЭ) с Лугинецкой

газокомпрессорной станции. В качестве твердой поверхности использовались пластины из фторопласта (ПТФЭ), полиэтилена (ПЭ), полипропилена (ПП), органического стекла, силикатного стекла, стали, меди и алюминия.

Измерение краевого угла смачивания проводилось на лабораторной установке методом растекающейся капли. Методика заключалась в том, что капля жидкости помещалась на твердую поверхность и проецировалась на экран, где замерялся угол смачивания, представленный в табл 8.

Таблица 8 - Краевые углы смачивания

Среда	Краевой угол смачивания различных поверхностей, град							
	ПТФЭ	ПЭ	ПП	стекло	орг. стекло	сталь	Cu	Al
Вода	102	33	53	7	0,7	41	46	31
Вода + ПАВ	37	20	17	1	3	32	40	42
Керосин	15	0,7	3	2	2	1	1	1
Гептан	2	0,5	0,5	0,7	7	0,5	0,5	0,5
ВНЭ	6	13	12	20	41	23	9	15

Анализируя полученные результаты, можно сделать вывод, что лучше всего смачивается водой поверхность из органического и простого стекла, плохое смачивание – у ПТФЭ. Так как водонефтяная эмульсия состоит из полярных и неполярных компонентов, то формованные элементы необходимо изготовить из материала, хорошо смачиваемого ВНЭ, химически устойчивого, мало подверженного эрозионному износу и дешевого при изготовлении. Этим требованиям лучше всего удовлетворяют фильтрующие элементы из стеклянных волокон, обладающих прочностью на разрыв, жесткостью и достаточной большой удельной поверхностью.

Высокие показатели также имеет поверхность изготовленная из стали, но сталь более подвержена эрозионному износу, а изготовление формованных элементов из коррозионностойких сталей (легированных) является дорогостоящим и нецелесообразным, т.к. данные элементы являются расходным материалом и подлежат периодической замене.

6 Расчет фильтра-сепаратора участка входа ЛГКС

Входной фильтр-сепаратор газокomppressorной станции предназначен для выделения из газа жидкой фазы и механических примесей перед поступлением его на основные участки компримирования.

Фильтр-сепаратор представлен фирмой изготовителем «ПЕКО» серии 75, модель 75Н – Горизонтального типа (рис.) [19].

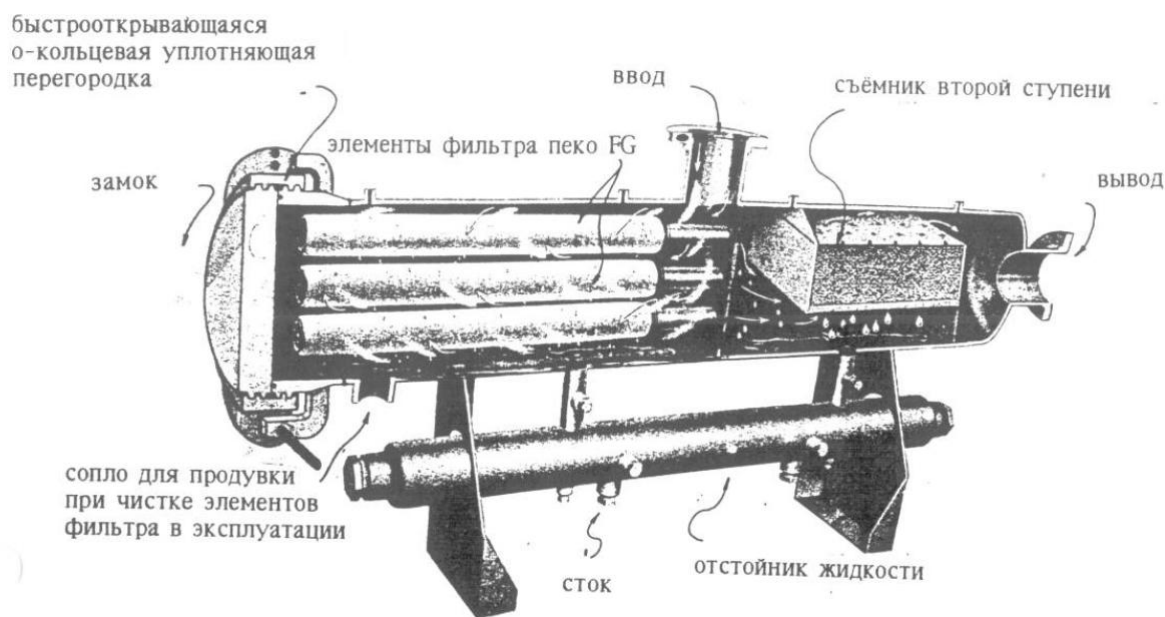


Рисунок 18 – Устройство фильтра-сепаратора ПЕКО серии 75 Модель 75Н – горизонтального типа.

Фильтр-сепаратор ПЕКО – резервуар высокого давления, разделенный на два отсека. Первый отсек содержит заменяемые формованные элементы из стекловолокна, закрепленные на поддерживающих упорах, приваренных к трубной решетке, разделяющей входной отсек от отсека второй ступени. Предусмотрена быстрооткрывающаяся крышка для снятия или установки фильтрующих элементов. Отсек второй ступени содержит лопастной каплеотбойник для удаления жидкости.

Отстойник жидкости разделен перегородкой на два различных отсека для предотвращения тока газа между двумя ступенями.

Газ, предназначенный к фильтровке поступает в емкость через отсек первой ступени. Сухие частицы и свободные капли жидкости размером 10 микрон и больше не могут проникнуть в элемент из-за их размера и остаются снаружи элемента. Эти жидкие капли собираются, стекают ко дну емкости и в отстойник жидкости через дренажные отверстия. Некоторые твердые частицы будут смыты вниз жидкостью, другие же останутся на внешней стороне элементов, образуя корку. В рабочем режиме эта корка обычно нарастает и, благодаря пульсациям в газовом потоке, отрывается, падая на дно емкости. Остающиеся частицы могут нарасти, со временем повышая перепад давления и вынуждая продувку первой ступени или замену фильтрующих элементов с целью повышения качества чистки струи.

Из-за устройства элементов из стекловолокна все твердые частицы размером в один микрон и более застревают в нем. К тому же жидкие капли прикрепляются к волокнам как роса. По мере того, как накапливается осадок из капель жидкости, эти капли сливаются, собираются в большие капли благодаря их взаимному поверхностному натяжению. Когда слившиеся капли достигают достаточного размера (от 100 до 200 раз больше их начального размера), сила тяжести и толчки газовой струи приводят к тому, что они вытекают из элемента в его сердцевину, откуда частично попадают во второй отсек. Из-за своего размера они быстро выводятся наружу сепаратором второго отсека, стекая на дно сосуда и через дренажные отверстия в отстойник жидкости.

Вторая ступень данного сосуда содержит лопастные каплеотбойники, которые служат для удаления жидкости. Поток газа поступает к верхушке каплеотбойника, который состоит из лопастей, изменяющих свое направление по всей поверхности. Газ проходит по поверхности каплеотбойника, постоянно изменяя траекторию движения, капли жидкости ударяются о поверхность лопастей, сливаясь в более крупные. Тяжелые капли жидкости направляются вниз по поверхности лопастей, увлекая с собой более мелкие капли, движущиеся во встречном потоке газа. После

выхода из каплеотбойника капли жидкости падают на дно сосуда и стекают в отстойник. Очищенный газ выходит из верхнего конца каплеотбойника, после чего движется к выходному отверстию сосуда.

Отделившиеся жидкость и механические частицы отводятся, клапанами-регуляторами, по команде местных регуляторов, из отстойника в закрытую дренажную систему.

6.1 Исходные данные

Фильтр-сепаратор «ПЕКО» серии 75 модель-75Н:

Рабочая среда – попутный нефтяной газ (газожидкостная смесь);

Производительность по газу – 1.285 млн нм³/сутки;

Рабочая температура среды – +5/+18 °С;

Расчетная температура стенки – +50 °С;

Рабочее давление – 0,25 МПа;

Материал корпуса – Сталь 09Г2С;

Основные геометрические размеры аппарата:

Внутренний диаметр корпуса аппарата – 1200 мм;

Внутренний диаметр отстойника – 400 мм;

Длина аппарата – 4000 мм;

Длина обечайки фильтр-сепаратора – 3000 мм;

Высота эллиптической крышки с отбортовкой – 340 мм;

6.2 Механический расчет фильтра сепаратора

Исходные данные для механического расчета:

$D:=1200$ мм – Внутренний диаметр аппарата (технологической емкости);

$D_0:=400$ мм – Внутренний диаметр отстойника;

$P_{\text{раб}}:=0.25$ МПа – Рабочее давление;

$\varphi:=1$ – Коэффициент прочности сварных швов (автоматическая дуговая электросварка);

$[\sigma]_{20}:=196$ МПа – Допускаемое напряжение для стали 09Г2С при $t=20$ °С;

$[\sigma]_{50}:=187$ МПа – Допускаемое напряжение для стали 09Г2С при $t=50$ °С;

$\sigma_T:=280$ МПа – Минимальное значение предела текучести для стали 09Г2С при $t=20$ °С;

$P:=0.15$ мм/год – Скорость коррозии материала [5];

$\tau:=20$ лет – Предполагаемый срок службы аппарата;

6.2.1 Расчет толщины стенки цилиндрической обечайки

Расчет производим по методике, изложенной в [10].

Находим допускаемое напряжение для стали 09Г2С при гидравлических испытаниях:

$$[\sigma]_{и} := \frac{\sigma_{т}}{1.1} = 254.545 \text{ МПа} \quad (6.1)$$

Принимаем расчетное давление $P_p := 0.455$ МПа, учитывая условия возникновения нештатной ситуации, давление срабатывания предохранительного клапана и гидростатическое давление столба жидкости в аппарате, при условии заполнения его водой (гидроиспытания).

Пробное давление при гидравлических испытаниях, рассчитываем в соответствии с формулой:

$$P_{и} := 1.25 \cdot P_p \cdot \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]_{100}} = 0.630 \text{ МПа} \quad (6.2)$$

Прибавка к расчетной толщине стенки для компенсации коррозии определяем по формуле:

$$c := П \cdot \tau = 3 \text{ мм} \quad (6.3)$$

Прибавку для компенсации минусового допуска и технологическую прибавку принимаем равными 0

Определяем расчетную и исполнительную толщину стенки цилиндрической обечайки с учетом прибавки на коррозию в соответствии с формулами:

- При рабочих условиях:

$$s_p := \frac{P_p \cdot D}{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma]_{50} - P_p} = 3.701 \text{ мм} \quad (6.4)$$

$$s := s_p + c = 6.701 \text{ мм} \quad (6.5)$$

- При гидравлических испытаниях:

$$s_{пн} := \frac{P_{и} \cdot D}{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma]_{и} - P_{и}} = 5.412 \text{ мм} \quad (6.6)$$

$$s_{и} := s_{пн} + c = 8.412 \text{ мм} \quad (6.7)$$

Принимаем исполнительную толщину стенки цилиндрической обечайки:
 $s:=10$ мм.

Проверяем условие применимости формул для тонкостенных сосудов и аппаратов:

$$Us1 := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \frac{(s - c)}{D} < 0.1 \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Us1 = \text{"Условие выполняется"}$$

Находим допускаемое давление по формулам:

- Для рабочих условий:

$$P_d := \frac{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma]_{50} \cdot (s - c)}{D + (s - c)} = 1.245 \text{ МПа} \quad (6.8)$$

- Для условий испытаний:

$$P_{ди} := \frac{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma]_{и} \cdot (s - c)}{D + (s - c)} = 1.79 \text{ МПа} \quad (6.9)$$

Проверяем условие прочности для цилиндрической обечайки:

- Для рабочих условий:

$$Us1 := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } P_p \leq P_d \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Us1 = \text{"Условие выполняется"}$$

- Для условий испытаний:

$$Us1 := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } P_{и} \leq P_{ди} \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Us1 = \text{"Условие выполняется"}$$

Расчетная толщина стенки цилиндрической обечайки отстойника:

- При рабочих условиях:

$$s_p := \frac{P_p \cdot D}{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma]_{50} - P_p} = 1.687 \text{ мм} \quad (6.10)$$

$$s := s_p + c = 4.687 \text{ мм} \quad (6.11)$$

- При гидравлических испытаниях:

$$s_{\text{ри}} := \frac{P_{\text{и}} \cdot D}{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma]_{\text{и}} - P_{\text{и}}} = 2.306 \text{ мм} \quad (6.12)$$

$$s_{\text{и}} := s_{\text{ри}} + c = 5.306 \text{ мм} \quad (6.13)$$

Принимаем исполнительную толщину стенки цилиндрической обечайки: $s := 8$ мм.

Проверяем условие применимости формул для тонкостенных сосудов и аппаратов:

$$Us1 := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \frac{(s - c)}{D} < 0.1 \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Us1 = \text{"Условие выполняется"}$$

Находим допускаемое давление по формулам:

- Для рабочих условий:

$$P_{\text{д}} := \frac{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma]_{50} \cdot (s - c)}{D + (s - c)} = 1.683 \text{ МПа} \quad (6.14)$$

- Для условий испытаний:

$$P_{\text{ди}} := \frac{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma]_{\text{и}} \cdot (s - c)}{D + (s - c)} = 2.114 \text{ МПа} \quad (6.15)$$

Проверяем условие прочности для цилиндрической обечайки:

- Для рабочих условий:

$$Us1 := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } P_p \leq P_{\text{д}} \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Us1 = \text{"Условие выполняется"}$$

- Для условий испытаний:

$$Usl := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } P_{и} \leq P_{ди} \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Usl = \text{"Условие выполняется"}$$

6.2.2 Расчет стандартных эллиптических крышек

Расчет производим по методике, изложенной в [10].

Находим толщину стенки эллиптической крышки технологической емкости:

- При рабочих условиях:

$$s_{эдр} := \frac{P_p \cdot D}{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma]_{100} - 0.5 \cdot P_p} = 3.701 \text{ мм} \quad (6.16)$$

$$s_{эд} := s_{эдр} + c = 6.701 \text{ мм} \quad (6.17)$$

- При гидравлических испытаниях:

$$s_{эдри} := \frac{P_{и} \cdot D}{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma]_{и} - 0.5 \cdot P_{и}} = 5.412 \text{ мм} \quad (6.18)$$

$$s_{эди} := s_{эдри} + c = 8.412 \text{ мм} \quad (6.19)$$

Принимаем толщину стенки эллиптической крышки: $s_{эд} := 10 \text{ мм}$.

Находим допускаемое давление по формулам:

- При рабочих условиях:

$$P_{дэр} := \frac{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma]_{100} \cdot (s_{эд} - c)}{D + 0.5 \cdot (s_{эд} - c)} = 1.247 \text{ МПа} \quad (6.20)$$

- При гидравлических испытаниях:

$$P_{дэи} := \frac{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma]_{и} \cdot (s_{эд} - c)}{D + 0.5 \cdot (s_{эд} - c)} = 1.794 \text{ МПа} \quad (6.21)$$

Проверяем условие прочности для эллиптической крышки:

- Для рабочих условий:

$$U_{sl} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } P_p \leq P_{дэр} \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$U_{sl} = \text{"Условие выполняется"}$$

- Для условий испытаний:

$$U_{sl} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } P_{и} \leq P_{дэи} \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$U_{sl} = \text{"Условие выполняется"}$$

Таким образом, при толщине стенки 10 мм обеспечивается прочность эллиптической крышки; при толщине стенки 10 мм обеспечивается прочность цилиндрической обечайки технологической емкости, 8 мм – отстойника, фильтра-сепаратора как в рабочем состоянии, так и при гидравлических испытаниях.

6.2.3 Расчет укрепления отверстий в оболочках

Расчет производим по методике, изложенной в [13].

Расчет диаметра укрепляемых элементов:

Для цилиндрической оболочки:

$$D_p := D_{вн} = 1.2 \times 10^3 \text{ мм}$$

Расчетный диаметр отверстий в стенках обечайки, ось которого совпадает с нормалью к поверхности:

$$d_1 := d_{500} + 2 \cdot c = 506 \text{ мм}$$

$$d_2 := d_{50} + 2 \cdot c = 56 \text{ мм}$$

Расчетные длины внешней части круглого штуцера, участвующие в укреплении отверстий и учитываемые при расчете, определяют по формулам:

$$l_{1.500} := 1.25 \sqrt{(d_{500} + 2 \cdot c) \cdot s_{штуц, Ду500}^{-c}} = 61.644 \text{ мм} \quad (6.22)$$

$$l_{1.50} := 1.25 \sqrt{(d_{50} + 2 \cdot c) \cdot s_{штуц, Ду50}^{-c}} = 61.644 \text{ мм} \quad (6.23)$$

Укрепление отверстий штуцеров.

Укрепление отверстий производим с помощью накладного кольца, толщина которого равняется толщине обечайки.

-для цилиндрической обечайки:

$S_{2\text{-цилиндр.обеч}} := S_2 = 10 \text{ мм}$ - толщина накладного кольца.

Расчет длины штуцеров

Расчет длины внешней и внутренней части круглого штуцера, участвующие в укреплении отверстий.

$l_1 := 300 \text{ мм}$ - принимаем исполнительную длину внешней части штуцера;

$l_2 := 0 \text{ мм}$ - принимаем исполнительную длину внутренней части штуцера;

-для штуцера Ду300:

$$l_{1штуц, Ду500} := \min \left[l_1, 1.25 \sqrt{(d_{500} + 2 \cdot c_1) \cdot (s_{штуц, Ду500}^{-c})} \right] = 62.048 \text{ мм}$$

$$l_{2р.штуц, Ду50} := \left[l_1, 0.5 \sqrt{(d_{50} + 2 \cdot c_1) \cdot s_{штуц, Ду50}^{-c}} \right] = 24.819 \text{ мм}$$

Принимаем:

$$l_{1.штуц, Ду300} := \text{ceil}(\max(l_1.штуц Ду500, l_1)) = 300 \text{ мм}$$

$$l_{3.штуц, Ду300} := \text{ceil}(\max(l_2.штуц Ду50, l_2)) = 0 \text{ мм}$$

Расчетный диаметр одиночного отверстия, не требующий дополнительного укрепления, при наличии избыточной толщины стенки сосуда:

$$d_{0.500} := 2 \cdot \left(\frac{s_{штуц, Ду300}^{-c}}{s_{p4}} - 0.8 \right) \cdot \sqrt{D_p \cdot (s_{штуц, Ду300}^{-c})} = 1.055 \times 10^3$$

$$d_{0.50} := 2 \cdot \left(\frac{s_{штуц, Ду300}^{-c}}{s_{p4}} - 0.8 \right) \cdot \sqrt{D_p \cdot (s_{штуц, Ду300}^{-c})} = 85.719$$

Проверка необходимости проведения расчета на укрепления отверстий для штуцеров холодного теплоносителя:

$$\text{Пров5} = \begin{cases} \text{"Расчет укрепления отверстия штуцера не требуется " if } d_{рхол} \leq d_{0хол} \\ \text{"Необходимо укрепление штуцеца" otherwise} \end{cases}$$

Пров5 "Расчет укрепления отверстия штуцера не требуется"

Проверка необходимости проведения расчета на укрепления отверстий для штуцеров горячего теплоносителя:

$$\text{Пров6} = \begin{cases} \text{"Расчет укрепления отверстия штуцера не требуется " if } d_{гор} \leq d_{0гор} \\ \text{"Необходимо укрепление штуцеца" otherwise} \end{cases}$$

Пров6 "Расчет укрепления отверстия штуцера не требуется"

Как видно из расчетов, прочность оболочек, в местах присоединения штуцеров, достигается за счет избыточной толщины стенки и дополнительного укрепления отверстий не требуется.

6.2.4 Расчет фланцевых соединений

Расчет производим по методике, изложенной в [11].

Расчет фланца для входного/выходного штуцера газа:

Исходя из агрессивности среды и давления срабатывания СППК, примем стандартный фланец (IV)-500-1.0 ГОСТ 12832-67 (фланец типа шип-паз с $h:=30$ мм, $D_v:=500$ мм и $P_y:=1.0$ МПа).

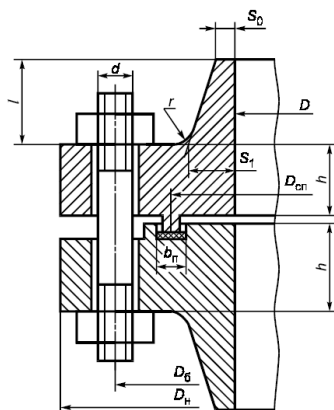


Рисунок 19 – Схема расчета фланцевого соединения с уплотнительной поверхностью типа шип-паз.

Размеры фланца:

$s_0:=10$ мм – толщина втулки приварного встык фланца в месте приварки к обечайке;

$s_1:=32$ мм – толщина втулки приварного встык фланца в месте присоединения к тарелке;

$D:=500$ мм – внутренний диаметр фланца;

$D_н:=640$ мм – наружный диаметр фланца;

$l:=63$ мм – длина конической втулки приварного встык фланца;

$D_б:=600$ мм – диаметр окружности расположения шпилек;

$h:=30$ мм – толщина тарелки фланца;

Выбираем паронит масло-бензостойкий (ПМБ) в качестве материала для прокладки толщиной 2 мм.

Ширина прокладки в соответствии с рекомендациями: $b_п:=14$ мм.

Эффективную ширину прокладки примем: $b_0:=b_п=14$ мм.

Расчетный диаметр плоских прокладок:

$$D_{\text{сп}} := D_{\text{нп}} - \frac{b_0}{2} = 568 \text{ мм} \quad (6.24)$$

где: $D_{\text{нп}} := 575$ мм – наружный диаметр прокладки.

Усилие, необходимое для смятия прокладки при сжатии, находим по следующей формуле:

$$P_{\text{обж}} := 0.5 \cdot \pi \cdot D_{\text{сп}} \cdot b_0 \cdot q_{\text{обж}} = 2.503 \cdot 10^5 \text{ Н} \quad (6.25)$$

где: $q_{\text{обж}} := 678$ мм – удельное давление обжатия прокладки.

Усилие на прокладку в рабочих условиях, необходимое для обеспечения герметичности фланцевого соединения:

$$R_{\text{п}} := \pi \cdot D_{\text{сп}} \cdot b_0 \cdot m \cdot P_{\text{р}} = 5.902 \cdot 10^4 \text{ Н} \quad (6.26)$$

где: $m := 2.5$ – прокладочный коэффициент.

Принимаем шпильки М20, $n := 24$ шт.

Так как 24 шпильки М20, то суммарная площадь сечения болтов по внутреннему диаметру резьбы будет равна:

$$A_6 := n \cdot f_6 = 1.52 \cdot 10^4 \text{ мм}^2 \quad (6.27)$$

где: $f_6 := 760$ мм². – площадь поперечного сечения шпилек

Равнодействующая нагрузка от давления:

$$Q_{\text{д}} := 0.785 \cdot P_{\text{р}} \cdot D_{\text{сп}} = 421.388 \text{ Н} \quad (6.28)$$

Плечи действия сил и коэффициенты жесткости:

- Плечи действия усилий в шпильках:

$$b := 0.5 \cdot (D_6 \cdot D_{\text{сп}}) = 49.5 \text{ мм} \quad (6.29)$$

- Коэффициенты жесткости:

$$\beta := \frac{s_1}{s_0} = 1.722 \quad (6.30)$$

$$x := \frac{1}{\sqrt{D \cdot s_0}} = 0.577 \quad (6.31)$$

$$\zeta := 1 + (\beta - 1) \cdot \frac{x}{x + \frac{1+\beta}{4}} = 1.331 \quad (6.32)$$

Эквивалентная толщина втулки фланцев приварных встык, вычисляем по формуле:

$$s_3 := \zeta \cdot s_0 = 23.967 \text{ мм} \quad (6.33)$$

Плечо усилия, действующее от давления на фланец:

$$e := 0.5 \cdot (D_{\text{сп}} - D - s_3) = 23.517 \text{ мм} \quad (6.34)$$

Податливость прокладки вычисляем по формуле:

$$y_{\text{п}} := \frac{h_{\text{п}} \cdot K_{\text{обж}}}{E_{\text{п}} \cdot \pi \cdot D_{\text{сп}} \cdot b_{\text{п}}} = 3.05 \cdot 10^{-7} \quad (6.35)$$

где: $K_{\text{обж}} := 9$ – коэффициент обжатия;

$E_{\text{п}} := 0.02 \cdot 10^5$ МПа. – модуль упругости материала прокладки.

Податливость шпилек вычисляем по формулам:

$$L_6 := L_{60} + 0.5d = 115.16 \text{ мм} \quad (6.36)$$

Примем: $L_6 := 195$ мм.

$$y_6 := \frac{L_6}{E_{206} \cdot f_6 \cdot n} = 6.036 \cdot 10^{-8} \quad (6.37)$$

Расчетные параметры и угловая податливость фланцев.

Параметр длины обечайки вычисляют по формуле:

$$l_0 := \sqrt{D \cdot s_0} = 103.923 \text{ мм} \quad (6.38)$$

Коэффициенты β_F , β_V и f , зависящие от соотношения размеров втулки фланца, для фланцевых соединений с приварными встык фланцами с конической втулкой, определяют по графикам, приведенным на рисунках К.2 – К.4 [8], в зависимости от отношений:

$$\frac{s_1}{s_0} := 3,2 \quad \frac{l}{l_0} := 0.577$$
$$\beta_F := 0.725 \quad \beta_V := 0.12 \quad f := 1.4$$

Коэффициенты β_T , β_U , β_Y и β_Z , зависящие от соотношения размеров тарелки фланца, определяют по графикам, приведенным на рисунке К.1 [8], в зависимости от f , который равен 4.

$$\beta_T:=1.8 \quad \beta_U:=8 \quad \beta_Y:=6 \quad \beta_Z:=3.2$$

Коэффициент λ вычисляем по формуле:

$$\lambda := \frac{\beta_F \cdot h + l_0}{\beta_T \cdot l_0} + \frac{\beta_V \cdot h^3}{\beta_U \cdot l_0 \cdot s_0^2} = 0.764 \quad (6.39)$$

Угловую податливость фланца при затяжке вычисляют по формуле:

$$y_\Phi := \frac{0.91 \cdot \beta_V}{\lambda \cdot s_0^2 \cdot l_0 \cdot E_{20}} = 2.133 \cdot 10^{-11} \quad (6.40)$$

Жесткость фланцевого соединения:

$$\gamma := \frac{1}{y_\Pi + y_\sigma \cdot \frac{E_{20\sigma}}{E_\sigma} + 2 \cdot b^2 \cdot y_\Phi \cdot \frac{E_{20}}{E}} = 2.105 \cdot 10^6 \quad (6.41)$$

где: $E_\sigma := 2.15 \cdot 10^5$ МПа.

Нагрузка, вызванная стесненностью температурных деформаций:

$$\alpha_\sigma := 11.1 \cdot 10^{-6} \text{ } 1/^\circ\text{C} \quad t_\sigma := 50 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$\alpha_{\Phi 2} := 11.4 \cdot 10^{-6} \text{ } 1/^\circ\text{C} \quad t_{\Phi 2} := 50 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$\alpha_{\Phi 1} := 11.4 \cdot 10^{-6} \text{ } 1/^\circ\text{C} \quad t_{\Phi 1} := 50 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$h_1 := 49 \text{ мм};$$

$$h_2 := 49 \text{ мм};$$

$$Q_t = \gamma \cdot [\alpha_{\Phi 1} \cdot h_1 \cdot (t_{\Phi 1} - 20) + \alpha_{\Phi 2} \cdot h_2 \cdot (t_{\Phi 2} - 20) - \alpha_\sigma \cdot (h_1 + h_2) \cdot (t_\sigma - 20)] = 4.951 \cdot 10^3 \text{ Н}$$

Расчетная нагрузка на шпильки при затяжке, необходимая для обеспечения в рабочих условиях давления на прокладку, достаточного для герметизации фланцевого соединения находим по формулам:

$$\alpha := 1 - \frac{y_{\Pi} - 2 \cdot y_{\Phi} \cdot e \cdot b}{y_{\Pi} + y_{\delta} + 2 \cdot y_{\Phi} \cdot b} \quad (6.42)$$

$$y_{\Phi H} := \left(\frac{\pi}{4}\right)^3 \cdot \frac{D_{\delta}}{E_{20} \cdot D_H \cdot h^3} \quad (6.43)$$

$$\alpha_M := y_{\delta} + 2 \cdot y_{\Phi H} \cdot b \cdot \left(b + e - \frac{e^2}{D_{\text{сп}}}\right) \quad (6.44)$$

$$P_{\delta 1} = \max \left[\alpha \cdot (Q_d + F) + R_{\Pi} + \frac{4 \cdot \alpha_M \cdot |M|}{D_{\text{сп}}}, \alpha \cdot (Q_d + F) + R_{\Pi} + \frac{4 \cdot \alpha_M \cdot |M|}{D_{\text{сп}}} - Q_t \right] = 5.928 \cdot 10^4 \text{ Н}$$

где: $M := 2 \cdot 10^6$ Н/мм;

$$F := 0.785 \cdot D_{\text{сп}} \cdot P_p = 421.388 \text{ Н.}$$

Расчетная нагрузка на шпильки при затяжке, необходимая для обеспечения обжатия прокладки и минимального начального натяжения шпилек:

$$P_{\delta 2} := \max(P_{\text{обж}}, 0.4 \cdot A_{\delta} \cdot \sigma_{\delta 60}) = 7.722 \cdot 10^5 \text{ Н} \quad (6.45)$$

где: $\sigma_{\delta 60} := 127$ МПа.

Расчетная нагрузка на шпильки фланцевого соединения:

- При затяжке:

$$P_{\delta 6} := \max(P_{\delta 1}, P_{\delta 2}) = 7.722 \cdot 10^5 \text{ Н} \quad (6.46)$$

- При рабочих условиях:

$$P_{\text{рб}} := P_{\delta 6} + (1 - \alpha) \cdot (Q_d + F) + Q_t + \frac{4 \cdot (1 - \alpha_M) \cdot |M|}{D_{\text{сп}}} = 7.896 \cdot 10^5 \text{ Н} \quad (6.47)$$

Проверка прочности шпилек и прокладки:

Расчетные напряжения в шпильках:

- При затяжке:

$$\sigma_{61} := \frac{P_{мб}}{A_6} = 50.8 \text{ МПа} \quad (6.48)$$

$$Usl := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \sigma_{61} \leq \sigma_{д60} \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Usl = \text{"Условие выполняется"}$$

- При рабочих условиях:

$$\sigma_{62} := \frac{P_{рб}}{A_6} = 51.931 \text{ МПа} \quad (6.49)$$

$$Usl := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \sigma_{62} \leq \sigma_{д60} \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Usl = \text{"Условие выполняется"}$$

Значения получились меньше, чем 127 МПа, следовательно условие прочности шпилек выполняется.

Условие прочности прокладки:

$$q_d := 130 \text{ МПа};$$

$$q := \frac{\max(P_{мб}, P_{рб})}{\pi \cdot D_{сп} \cdot b_{п}} = 26.756 \text{ МПа.} \quad (6.50)$$

$$Usl := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } q \leq q_d \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Usl = \text{"Условие выполняется"}$$

Расчет фланцев на статическую прочность:

Расчетный изгибающий момент, действующий на фланец при затяжке, находим:

$$C_F := \left(1, \sqrt{\frac{\frac{\pi \cdot D_6}{n}}{2d + \frac{6 \cdot h}{m + 0.5}}} \right) = 1 \quad (6.51)$$

$$M_M := C_F \cdot P_{M6} \cdot b = 3.822 \cdot 10^7 \quad (6.52)$$

Расчетный изгибающий момент, действующий на фланец в рабочих условиях, находим:

$$Q_{FM} := F + \frac{4 \cdot [M]}{D_{сп}} = 1.234 \cdot 10^4 \text{ Н} \quad (6.53)$$

$$M_p := C_F \cdot \max \left[\left[P_{p6} \cdot b + (Q_d + Q_{FM}) \cdot e \right], \left(e \cdot |Q_d + Q_{FM}| \right) \right] = 3.939 \cdot 10^7 \text{ Н} \cdot \text{мм}$$

Расчетные напряжения во фланцах:

$$20 \cdot s_1 = 640 \text{ мм} \quad (6.54)$$

Так как, $D < 20 \cdot s_1$, $D_{zv} := D + s_0 = 510 \text{ мм}$.

Меридиональное изгибное напряжение во втулке приварного встык фланца:

$$\sigma_{M1} := \frac{M_M}{\lambda \cdot (s_0 - c)^2 \cdot D_{zv}} = 63.016 \text{ Мпа} \quad (6.55)$$

$$\sigma_{M0} := \sigma_{M1} = 63.016 \text{ Мпа} \quad (6.56)$$

Напряжение в тарелке приварного встык фланца:

- Радиальное напряжение:

$$\sigma_{MR} := \frac{1.33 \cdot \beta_F \cdot h \cdot l_0}{\lambda \cdot h^2 \cdot l_0 \cdot D} \cdot M_M = 38.204 \text{ МПа} \quad (6.57)$$

- Окружное напряжение:

$$\sigma_{MT} := \frac{\beta_Y \cdot M_M}{h^2 \cdot D} - \beta_Z \cdot \sigma_{MR} = 2.111 \text{ МПа} \quad (6.58)$$

Расчетные напряжения во фланцах при рабочих условиях:

Меридиональные изгибные напряжения во втулке приварного встык фланца:

$$\sigma_{p1} := \frac{M_p}{\lambda \cdot (s_0 - c)^2 \cdot D_{zv}} = 75.684 \text{ МПа} \quad (6.59)$$

$$\sigma_{p0} := \sigma_{p1} = 75.684 \text{ МПа} \quad (6.60)$$

Меридиональные мембранные напряжения от действия давления во втулке приварного встык фланца:

$$\sigma_{p0MM} := \frac{Q_d + F + \frac{4 \cdot [M]}{D_{сп}}}{\pi \cdot (D + s_0) \cdot (s_0 - c)} = 4.11 \text{ МПа} \quad (6.61)$$

Окружные мембранные напряжения от действия давления во втулке приварного встык фланца:

$$\sigma_{p0MO} := \frac{P_p \cdot D}{2 \cdot (s_0 - c)} = 15 \text{ МПа} \quad (6.62)$$

Напряжения в тарелке приварного встык фланца:

- Радиальное напряжение:

$$\sigma_{PR} := \frac{1.33 \cdot \beta_F \cdot h + l_0}{\lambda \cdot h^2 \cdot l_0 \cdot D} \cdot M_p = 40.052 \text{ МПа} \quad (6.63)$$

- Окружное напряжение:

$$\sigma_{PT} := \frac{\beta_Y \cdot M_p}{h^2 \cdot D} - \beta_Z \cdot \sigma_{MR} = 8.125 \text{ МПа} \quad (6.64)$$

Проверяем условие статической прочности фланцев:

Согласно [], проверку приварных встык фланцев с прямой втулкой, плоских фланцев и буртов свободных фланцев в сечении s_0 по п.8.5.3 ГОСТа 52857.4 – 2007 допускается не проводить, если выполняются, следующие условия:

$$s_0 = 10 \text{ мм} \quad \frac{D}{s_0} = 50 \quad [\sigma]_{20} = 196 \text{ МПа}$$

$$\frac{\beta_Y \cdot M_M}{h^2 \cdot D} = 124.364 \text{ МПа} \quad (6.65)$$

$$U_{s1} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } s_0 \leq 16 \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$U_{s1} = \text{"Условие выполняется"}$$

$$U_{s1} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \frac{D}{s_0} \leq 300 \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$U_{s1} = \text{"Условие выполняется"}$$

$$U_{s1} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \frac{\beta_Y \cdot M_M}{h^2 \cdot D} \leq [\sigma]_{20} \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$U_{s1} = \text{"Условие выполняется"}$$

Так как вышеперечисленные условия выполняются, то проверку приварных встык фланцев с прямой втулкой проводим по п.8.5.3 ГОСТа 52857.4 – 2007 можно не проводить.

Для фланцев всех типов в сечении s_0 должно выполняться условие:

$$\max([\sigma_{P0M0}], [\sigma_{P0MM}]) \leq [\sigma]_{100}$$

$$\max([\sigma_{P0M0}], [\sigma_{P0MM}]) = 15 \text{ МПа} \quad (6.66)$$

$$U_{s1} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \max(|\sigma_{P0M0}|, |\sigma_{P0MM}|) < \sigma_d \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$U_{s1} = \text{"Условие выполняется"}$$

Для тарелок приварных встык фланцев:

- При затяжке:

$$\max([\sigma_{MR}], [\sigma_{MT}]) = 38.204 \text{ МПа} \quad (6.67)$$

$$K_T \cdot [\sigma]_{100} = 230.1 \text{ МПа} \quad (6.68)$$

$$U_{sl} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \max(|\sigma_{MR}|, |\sigma_{MT}|) < K_T \cdot \sigma_d \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$U_{sl} = \text{"Условие выполняется"}$$

- При рабочих условиях:

$$\max([\sigma_{PR}], [\sigma_{PT}]) = 40.052 \text{ МПа} \quad (6.69)$$

$$K_T \cdot [\sigma]_{100} = 230.1 \text{ МПа} \quad (6.70)$$

$$U_{sl} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \max(|\sigma_{PR}|, |\sigma_{PT}|) < K_T \cdot \sigma_d \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$U_{sl} = \text{"Условие выполняется"}$$

Проверка углов поворота фланца:

$$\Theta := M_p \cdot y_\phi \cdot \frac{E_{20}}{E} = 5.61 \cdot 10^{-4} \quad (6.71)$$

- В рабочих условиях:

$$\Theta_d := 0.0065 \quad K_\Theta := 1 \quad K_\Theta \cdot \Theta_d = 6.5 \cdot 10^{-3}$$

$$U_{sl} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } M_p \cdot y_\phi \cdot \frac{E_{20}}{E} < K_\Theta \cdot \Theta_d \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$U_{sl} = \text{"Условие выполняется"}$$

- В условиях испытаний:

$$\Theta_d := 0.0065 \quad K_\Theta := 1.3 \quad K_\Theta \cdot \Theta_d = 8.45 \cdot 10^{-3}$$

$$U_{sl} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } M_P \cdot y_\Phi \cdot \frac{E_{20}}{E} < K_\Theta \cdot \Theta_d \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$U_{sl} = \text{"Условие выполняется"}$$

6.2.5 Расчет седловых опор

Масса пустого аппарата: 21727 кг;

Плотность воды: 999 кг/м³;

Объем технологической емкости: 15 м³;

Масса воды в аппарате: $m_2 := \rho_v \cdot V_{ем} = 15000$ кг;

Масса аппарата, заполненного водой: 36727 кг;

Вес аппарата, полностью заполненного водой: $G := 26727 \cdot 9.81 = 0.367$ МН;

Расстояние между опорами: $l_1 := 2.5$ м;

Диаметр аппарата (технологическая емкость): $D := 1.2$ м;

Диаметр отстойника: $D_m := 0,4$ м;

Длина цилиндрической части аппарата: $L := 3$ м;

Высота эллиптической крышки: $H := 0.34$ м;

Расстояние от центра крайней опоры до эллиптической крышки: $a := 0.25$ м;

Расчет производим по методике, изложенной в [15].

Расчетная схема обечайки не подкрепленной кольцами жесткости приведена на рис. .

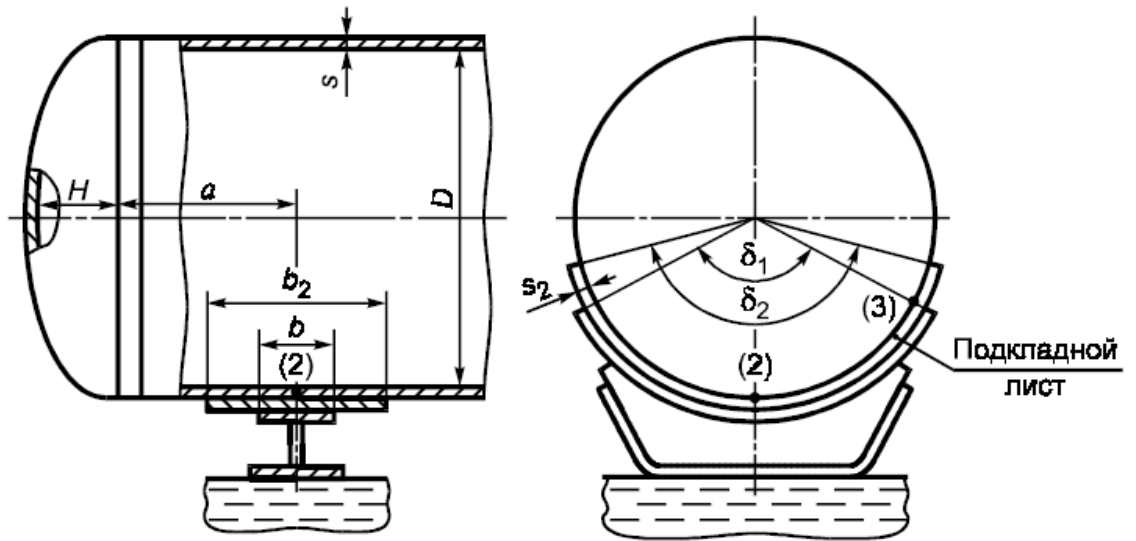


Рисунок 20 – Расчетная схема обечайки не подкрепленной кольцами жесткости

Определение расчетных усилий

Расчетная схема определения усилий для горизонтальных аппаратов приведена на рис. .

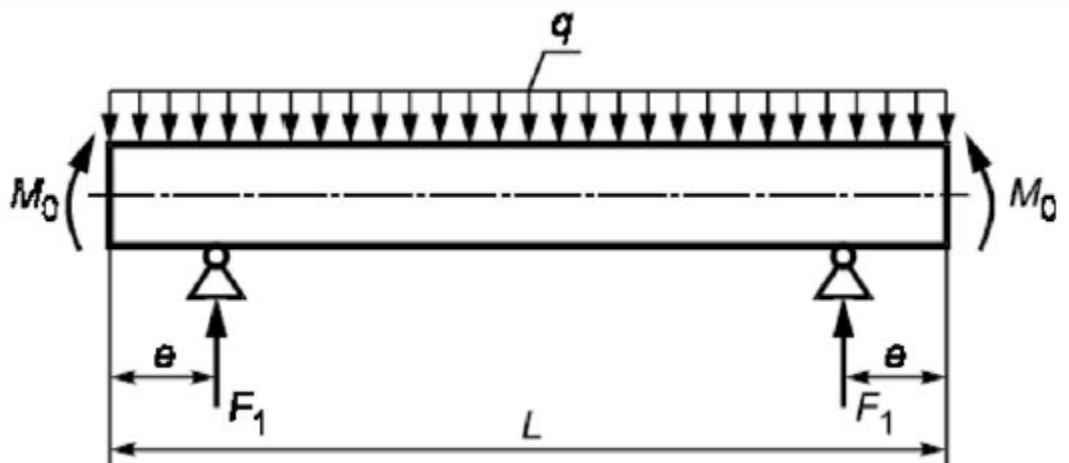


Рисунок 21 – Расчетная схема определения усилий

$L := 3000$ мм – Длина цилиндрической обечайки корпуса аппарата;

$$q := \frac{G_{\text{ан}2}}{L + \frac{4}{3} \cdot H_{\text{э.к}}} = 83.03 \text{ Н}$$

Нагрузка на одну опору:

$$F_{\text{оп.}} := G_{\text{ан2}}/2 = 1.84 \cdot 10^5 \text{ Н}$$

$$F_{\text{оп.}} := 184 \text{ кН}$$

Расчитываем момент M_0 :

$$M_0 := q \cdot \frac{D_{\text{вн}}^2}{16} = 7.473 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Подбираем седловую опору типа 2 для сосудов и аппаратов диаметром от 800 до 2000 мм, 3-го исполнения (нагрузки от 300 до 360 кН) согласно ОСТ 26-2091-93,

с геометрическими параметрами приведенными в таблице .

Таблица 9 – основные геометрические параметры седловой опоры

Диаметр аппарата, мм	Допускаемая нагрузка на опору, кН	S1	S2	R	L	L1	l	B	B ₁	B ₂	h	A	A ₁	Масса, кг	Масса подкладной плиты, кг
1200	300	20	20	638	110	1120	1028	250	400	140	440	800	940	125.7	30

Размеры подкладного листа представлены в таблице .

Таблица 10 – Размеры подкладного листа

Диаметр аппарата, мм	S	R	H	Масса, кг
1200	6	654	400	27

Расстояние от края цилиндрической обечайки до центра опоры:

$$e := 1.4 \text{ м}$$

$$a := 1.8 \text{ м}$$

Изгибающий момент в сечении над опорой:

$$M_1 := \left| \left(\frac{q \cdot e^2}{2} - M_0 \right) \right| = 73.897 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Изгибающий момент в сечении над приварной седловой опорой в случае ее скольжения по опорной плите принимаем:

$$M_2 := M_1 = 73.897 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Изгибающий момент в середине аппарата между опорами:

$$M_{12} := M_0 + F_1 \cdot \left(\frac{L}{2} - a \right) - \frac{q}{2} \cdot \left[\frac{L}{2} + \frac{2}{3} \cdot H_{э.к} \right]^2 = 3.732 \cdot 10^8 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Перерезывающая сила:

$$Q_1 := \frac{L - 2 \cdot a}{L + \frac{4}{3} \cdot H_{э.к}} \cdot F_1 = 2.489 \cdot 10^5 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Проверка несущей способности обечайки в сечении между опорами:

$$\text{Пров}_{\text{нес.сп}} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } M_{12} > M_1 \\ \text{"Условие НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Пров}_{\text{нес.сп}} = \text{"Условие выполняется"}$$

Прочность стенки от совместного действия внутреннего давления и изгиба от реакции опор проверяется в двух сечениях:

- Посреди пролета:

$$\frac{P_p \cdot D}{4 \cdot (s - c)} + 1.275 \cdot \frac{|M_1|}{D^2 \cdot (s - c)} = 60.768 \text{ МПа}$$

$$\phi \cdot [\sigma]_{100} = 177 \text{ МПа}$$

$$U_{s1} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \frac{P_p \cdot D}{4(s - c)} + 1.275 \cdot \frac{|M_1|}{D^2 \cdot (s - c)} < \phi \cdot \sigma_{д100} \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$U_{s1} = \text{"Условие выполняется"}$$

- Над опорой:

$K_6:=0.14$ – коэффициент для обечаек, не укрепленных кольцами жесткости [9,с.299].

$$\frac{P_p \cdot D}{4 \cdot (s-c)} + 1.275 \cdot \frac{|M_2|}{K_6 \cdot D^2 \cdot (s-c)} = 66.314 \text{ МПа}$$

$$\varphi \cdot [\sigma]_{100} = 177 \text{ МПа}$$

$$Usl := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \frac{P_p \cdot D}{4(s-c)} + 1.275 \cdot \frac{|M_2|}{K_6 \cdot D^2 \cdot (s-c)} < \varphi \cdot \sigma_{д100} \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Usl = \text{"Условие выполняется"}$$

Напряжение среза в опорном сечении обечайки при установке аппарата на двух опорах определяем следующим образом:

$K_7:=0.8$ – коэффициент [9,с.295].

Так как $\frac{a}{D} = 0.34 > 0.25$, то:

$$2 \cdot K_7 \cdot \frac{Q_{\Pi}}{D \cdot (s-c)} = 18.802 \text{ МПа}$$

$$0.8 \cdot [\sigma]_{100} = 141.6 \text{ МПа}$$

$$Usl := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } 2 \cdot K_7 \cdot \frac{Q_{\Pi}}{D \cdot (s-c)} < 0.8 \cdot \sigma_{д100} \\ \text{"Условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Usl = \text{"Условие выполняется"}$$

Все условия выполняются, следовательно опоры подобраны верно.

6.3 Расчет средств защиты фильтра-сепаратора от аврийного превышения давления

Расчет произведен по [] в среде Wolfram Mathematica 10.4.

Исходные данные:

Рабочее давление среды, МПа.

In[1]:= $Pp = 0.450$

Out[1]= 0.45

Давление сброса, МПа.

In[2]:= $P2 = 0$

Out[2]= 0

Молярная масса нефтяного попутного газа, кг/кмоль.

In[3]:= $M = 20.9923$

Out[3]= 20.9923

Температура в системе, К.

In[4]:= $T = 15 + 273$

Out[4]= 288

Количество вещества, подаваемого в аппарат, кг/ч.

In[5]:= $mk = 1100$

Out[5]= 1100

Коэффициент сжимаемости попутного нефтяного газа:

In[6]:= $z = 1$

Out[6]= 1

Объемные доли компонентов газовой смеси, %.

Метан

In[7]:= $y_1 = 0.85$

Out[7]= 0.85

Этан

In[8]:= $y_2 = 0.057$

Out[8]= 0.057

Пропан

In[9]:= $y_3 = 0.049$

Out[9]= 0.049

И-бутан

In[10]:= $y_4 = 0.0094$

Out[10]= 0.0094

Н-Бутан

In[11]:= $y_5 = 0.014$

Out[11]= 0.014

И-пентан

In[12]:= $y_6 = 0.0034$

Out[12]= 0.0034

Пентан

In[13]:= $y_7 = 0.0032$

Out[13]= 0.0032

Гексан

In[14]:= $y_8 = 0.0015$

Диоксид углерода

In[15]:= $y_9 = 0.0048$

Out[15]= 0.0048

Азот

In[16]:= $y_{10} = 0.0057$

Out[16]= 0.0057

Критические температуры компонентов, К.

Метан

In[17]:= $T_{кр1} = 190.5$

Out[17]= 190.5

Этан

In[18]:= $T_{кр2} = 305.3$

Out[18]= 305.3

Пропан

In[19]:= $T_{кр3} = 369.8$

Out[19]= 369.8

И-Бутан

In[20]: $T_{кр4} = 407.9$

Out[20]= 407.9

И-Бутан

In[21]: $T_{кр5} = 425$

Out[21]= 425

И-Пентан

In[22]: $T_{кр6} = 469.78$

Out[22]= 469.78

Пентан

In[23]: $T_{кр7} = 470.4$

Out[23]= 470.4

Гексан

In[24]: $T_{кр8} = 508$

Out[24]= 508

Диоксид углерода

In[25]: $T_{кр9} = 304.4$

Out[25]= 304.4

Азот

In[26]: $T_{кр10} = 126$

Out[26]= 126

Критическое давление компонентов, МПа.

Метан

In[27]: $P_{кр1} = 6.64$

Out[27]= 6.64

Этан

In[28]: $P_{кр2} = 4.86$

Out[28]= 4.86

Пропан

In[29]: $P_{кр3} = 4.27$

Out[29]= 4.27

И-Бутан

In[30]:= $R_{кр4} = 3.79$

Out[30]= 3.79

Н-Бутан

In[31]:= $R_{кр5} = 3.89$

Out[31]= 3.89

И-Пентан

In[32]:= $R_{кр6} = 3.37$

Out[32]= 3.37

Пентан

In[33]:= $R_{кр7} = 3.33$

Out[33]= 3.33

Гексан

In[34]:= $R_{кр8} = 2.99$

Out[34]= 2.99

Диоксид углерода

In[35]:= $R_{кр9} = 7.53$

Out[35]= 7.53

Азот

In[36]:= $R_{кр10} = 3.35$

Out[36]= 3.35

Решение:

Расчет выполнен в соответствии с ГОСТ 12.2.085 - 2002 [1].

Максимально допустимое давление в аппарате при срабатывании ПУ, согласно правилам Росгортехнадзора, составляет:

In[69]:= $P1 = 1.15 Pp$

Out[69]= 0.5175

Показатель изоэнтропы при нормальных условиях для многокомпонентных газов:

In[38]:= $Kн = 1.3$

Out[38]= 1.3

Определяем критические характеристики нефтяного попутного газа по правилу аддитивности:

Для температуры, К:

$$\text{In[39]}:= T_{кр} = Y_1 T_{кр1} + Y_2 T_{кр2} + \dots + Y_i T_{крi} ;$$

Для давления, МПа:

$$\text{In[39]}:= P_{кр} = Y_1 P_{кр1} + Y_2 P_{кр2} + \dots + Y_i P_{крi} ;$$

Рассчитаем критическую температуру нефтяного газа, К.

$$T_{кр} = Y_1 T_{кр1} + Y_2 T_{кр2} + Y_3 T_{кр4} + Y_4 T_{кр4} + Y_5 T_{кр5} + Y_6 T_{кр6} + Y_7 T_{кр7} + Y_8 T_{кр8} + Y_9 T_{кр9} + Y_{10} T_{кр10}$$

$$\text{Out[39]}= 215.142$$

Рассчитаем критическое давление нефтяного газа, МПа.

$$P_{кр} = Y_1 P_{кр1} + Y_2 P_{кр2} + Y_3 P_{кр4} + Y_4 P_{кр4} + Y_5 P_{кр5} + Y_6 P_{кр6} + Y_7 P_{кр7} + Y_8 P_{кр8} + Y_9 P_{кр9} + Y_{10} P_{кр10}$$

$$\text{Out[40]}= 6.27865$$

Температура нефтяного попутного газа при давлении P1:

$$\text{In[41]}:= T_1 = T \left(\frac{(P_1 + 0.1)}{(P_p + 0.1)} \right) \frac{(K_H - 1)}{K_H}$$

$$\text{Out[41]}= 72.5035$$

Определяем приведенные параметры:

Приведенное давление, МПа:

$$\text{In[42]}:= \pi_1 = \frac{(P_1 + 0.1)}{P_{кр}}$$

$$\text{Out[42]}= 0.0955619$$

Приведенная температура, К:

$$\text{In[43]}:= \tau_1 = \frac{T_1}{T_{кр}}$$

$$\text{Out[43]}= 0.337002$$

$$\text{In[44]}:= \frac{\pi_1}{\tau_1}$$

$$\text{Out[44]}= 0.283564$$

$$\text{In[45]}:= \text{if} \left[\frac{\pi_1}{\tau_1} \leq 0.5, k_1 = K_H, k_2 = K_H, k = K_H \right]; k$$

$$\text{Out[45]}= 1.3$$

Определяем критическое отношение давлений по формуле:

$$\text{In[46]}:= (\beta^*)_{\text{кк}} = \left(\frac{2}{(k+1)} \right)^{\frac{k}{k-1}}$$

Out[46]= 0.545728

При истечении среды из отверстия с острыми кромками, каковыми являются ПУ, максимальный расход устанавливается при меньшем отношении давлений. Для предохранительных клапанов установлено, что:

$$\text{In[47]}:= (\beta^*)_{\text{кк}} = 0.57 (\beta^*)_{\text{к}}$$

Out[47]= 0.311065

Критическое истечение с постоянным максимальным расходом происходит при отношении давлений за и перед ПУ:

$$\text{In[48]}:= \beta^* = \frac{P2 + 0.1}{P1 + 0.1}$$

Out[48]= 0.166667

Определяем коэффициент докритического расхода $(B_2)_{\text{к}}$, учитывающий соотношение давлений за и перед ПУ. При максимальном критическом расходе среды $\beta^* \leq (\beta^*)_{\text{кк}}$, коэффициент $(B_2)=1$ [2, стр.50].

$$\text{In[49]}:= B_2 = 1$$

Out[49]= 1

Определяем коэффициент, учитывающий физико-химические свойства газов и паров при рабочих параметрах при $\beta_{\text{к}} \leq (\beta^*)_{\text{к}}$:

$$\text{In[50]}:= B_3 = 1.59 \sqrt{\frac{k}{k+1}} \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{1}{k-1}}$$

Out[50]= 0.750203

Определяем коэффициент $(B_1)_{(z=1)}$, учитывающий физико-химические свойства газов и паров при температуре и коэффициенте сжимаемости $(z)=1$.

$$\text{In[51]}:= B_1 = 5.46 B_3 \sqrt[3]{\frac{M}{T1}}$$

Out[51]= 2.70981

Определим коэффициент $(B_1)_{\text{к}}$, учитывающий физико-химические свойства газов и паров:

$$\text{In[52]}:= (B_1)_{\text{к}} = \frac{B_1}{\sqrt{z}}$$

Out[52]= 2.70981

При $m = m_k = 1100$ кг/ч находим произведение $(\alpha_1 F)_R$, мм²:

$$(\alpha_1 F)_R = \frac{mk}{10 (B_1)_a B_2 (P_1 + 0.1)}$$

67.6555

67.65548625015305`

67.6555

В качестве ПУ выбираем пружинный полноподъемный предохранительный клапан $\alpha_1 = 0,6$ по таблице П22[2, стр.177].

Hyperlink["Таблица П22, Приложение 1, Inc.",
"http://stud.lms.tpu.ru/pluginfile.php/198674/mod_resource/content/17/Table_22.pdf"]

Out[55]= Таблица П22, Приложение 1, Inc.

Площадь узкого сечения седла, мм²:

In[56]:= $\alpha_1 = 0.6$

Out[56]= 0.6

In[57]:= $(F_c)_R = \frac{(\alpha_1 F)_R}{\alpha_1}$

Out[57]= 110.619

Диаметр узкого сечения седла, мм:

In[58]:= $(d_c)_R = \sqrt{\frac{(F_c)_R}{0.785}}$

Out[58]= 11.8708

Исходя из полученных данных $(d_c)_R = 11,9851$ мм и $P_p = 0,45$ МПа, выбираем предохранительный пружинный полноподъемный клапан типа СППК4-16 на условное давление 1,6 МПа. Исполнение 17нж13ст, характеристика среды А - агрессивная, диаметром седла $d_c = 40$ мм из приложения по таблице П5 [2, стр. 165].

Hyperlink["Таблица П5, Приложение 1, Inc.",
"http://stud.lms.tpu.ru/pluginfile.php/198674/mod_resource/content/17/Table_5.pdf"]

Out[59]= Таблица П5, Приложение 1, Inc.

Выполним проверку выбранного клапана с $d_c=40\text{мм}$, $\alpha_1=0.6$ по формуле Ростехнадзора.

При $k_s=1,3$ и $\beta^*=0.166667$ определяем коэффициент В по таблице П11 [2, стр.170].

[Hyperlink\["Таблица П11, Приложение 1, Inc.", "http://stud.lms.tpu.ru/pluginfile.php/198674/mod_resource/content/17/Table_11.pdf"\]](http://stud.lms.tpu.ru/pluginfile.php/198674/mod_resource/content/17/Table_11.pdf)

Out[60]= Таблица П11, Приложение 1, Inc.

In[61]:= $d_c = 40$

Out[61]= 40

In[62]:= k

Out[62]= 1.3

In[63]:= β^*

Out[63]= 0.161943

In[64]:= $B = 0.515$

Out[64]= 0.515

Определяем площадь седла, мм^2 .

In[65]:= $\rho = \frac{M}{22.4}$

Out[65]= 0.937156

In[66]:= $F_{nr} = \frac{mk}{5.03 \alpha_1 B \sqrt{(P1 + P2) \rho}}$

Out[66]= 1016.26

Определяем расчетный диаметр ПК, мм.

In[67]:= $d_{nr} = \sqrt{\frac{F_{nr}}{0.785}}$

Out[67]= 35.9805

In[68]:= $d_c \geq d_{nr}$

Out[68]= True

7 Социальная ответственность

С развитием научно-технического прогресса немаловажную роль играет возможность безопасного исполнения людьми своих трудовых обязанностей.

Круг практических задач социальной ответственности включает [22]:

- обеспечение безопасности жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности в целях сохранения человеческого капитала;
- решение задач по улучшению условий и охраны труда, промышленной и экологической безопасности;
- повышение эффективности систем оценки условий труда и улучшения здоровья работающих;
- выявление и оценка профессиональных рисков и управление ими;
- стимулирование работодателя к замещению рабочих мест с вредными условиями труда;
- принятие новых норм и правил и внесение изменений в действующие нормы и правила в сфере охраны труда, их гармонизация с международными нормами;
- внедрение системы специальной оценки условий труда;
- работа по совершенствованию обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- формирование страховых тарифов в зависимости от состояния условий и охраны труда на рабочих местах;
- совершенствование системы подготовки и переподготовки специалистов в сфере охраны труда с учетом соответствующих профессиональных стандартов и с использованием современных технологий.

7.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов

Лугинецкая газокompрессорная станция ОАО "Томскнефть" ВНК предназначена для компримирования и осушки смешанных потоков газов с выработкой сухого отбензиненного газа для подачи в магистральный трубопровод «Лугинецкое – Парабель», а также для извлечения из газа жидких углеводородов: пропанобутановой фракции в виде сжиженного газа и углеводородного конденсата C_{5+} и выше.

Технологический процесс газокompрессорной станции по показателям пожаро- и взрывоопасности относится к взрывопожароопасному.

Аппараты находятся на открытых площадках, главные компрессоры, а также основная часть насосного оборудования расположены в отдельных производственных помещениях. Наблюдение за процессом и контроль технологических параметров осуществляется операторами и машинистами при помощи центрального пульта управления (ЦПУ), а также с периодическим обходом оборудования.

Опасный производственный фактор - производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, или смерти [23].

Вредный производственный фактор – производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях может привести к заболеванию, снижению работоспособности и(или) отрицательному влиянию на здоровье потомства [23].

Основные опасности установки обусловлены:

- особенностями технологического процесса или выполнения отдельных производственных операций;
- особенностями используемого оборудования и условиями его эксплуатации;
- нарушениями правил безопасности работающими;

- обращением веществ, с низким нижним концентрационным пределом воспламенения, способных образовывать взрывоопасные смеси горючих газов и паров с воздухом.

Вредные и опасные производственные факторы, характеризующие технологический процесс приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Опасные и вредные производственные факторы ЛГКС по ГОСТ 12.0.003-74

Источник факторов, наименование вида работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)	
	Вредные	Опасные
Участок входа (наружная установка), площадка слагкетчеров и фильтр-сепараторов	1.Климатические условия; 2.Загазованность рабочей зоны; 3.Укусы ядовитых змей и насекомых;	1.Процесс ведется под избыточным давлением; 2.Обслуживание оборудования на высоте; 3.Опасность взрыва и пожара;
Участок входа (Здания №1, №2), насосные перекачки нефти	1.Повышенный уровень шума; 2.Загазованность рабочей зоны; 3.Недостаточный уровень освещения;	1.Электрическое напряжение; 2.Движущиеся машины и механизмы; 3.Опасность взрыва и пожара;
Участок компримирования (наружная установка), площадка сепараторов и АВО	1.Климатические условия; 2.Загазованность рабочей зоны; 3.Повышенный уровень шума; 4.Укусы ядовитых змей и насекомых;	1.Процесс ведется под избыточным давлением; 2.Обслуживание оборудования на высоте; 3.Подвижные части производственного оборудования; 4.Опасность термического ожога (процесс ведется при повышенной температуре); 5.Опасность взрыва и пожара;
Участок компримирования (Здания № 9В, №9С), здания главных компрессоров	1.Повышенный уровень шума; 2.Недостаточный уровень освещения; 3.Повышенный уровень вибрации;	1.Движущиеся машины и механизмы; 2.Процесс ведется под избыточным давлением; 3.Опасность термического ожога (повышенная температура поверхности оборудования); 5.Электрическое напряжение; 4.Опасность взрыва и пожара

Участок контроля точки росы по углеводородам (наружная установка)	1.Климатические условия; 2.Повышенный уровень шума; 3.Загазованность рабочей зоны; 4.Укусы ядовитых змей и насекомых;	1.Процесс ведется под избыточным давлением; 2.Обслуживание оборудования на высоте; 3.Подвижные части производственного оборудования; 4.Движущиеся машины и механизмы; 5.Опасность термического ожога (пониженная температура поверхности оборудования);
Площадка печей нагрева теплоносителя и газа регенерации	1.Загазованность рабочей зоны	1.Опасность термических ожогов. 2.Опасность взрыва и пожара.

Перечень нормативных документов, регламентирующих условия безопасности труда:

- Параметры безопасности труда устанавливаются ГОСТ 12.0.001 – 82;
- Параметры определения шумовых характеристик устанавливаются ГОСТ 12.1.003 – 83;
- Параметры электрического напряжения устанавливаются ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ;
- Работа с сосудами под давлением устанавливается ПБ 10 – 115 – 96;
- Опасность термических ожогов устанавливаются по РД 153-34.0-03.702-99;
- Опасность взрыва и пожара по ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ;
- ПДК устанавливаются ГН 2.2.5.1313. – 03;
- Нормы освещения рабочей зоны и производственных помещений по ГОСТ Р 55710 – 2013.

Токсичность веществ и их воздействие на организм человека определяются большим числом факторов, из которых основными являются физико-химические свойства веществ, комбинированное их действие, внешние условия, концентрация и продолжительность воздействия.

Углеводороды предельные С1-С7 по характеру воздействия на организм человека относятся к IV классу опасности, метанол – к III классу опасности (ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно гигиенические требования к воздуху рабочей зоны).

Опасными и вредными факторами, воздействующими на людей в результате взрыва газоздушных смесей, которые образуются при нарушении герметичности сосудов и трубопроводов, являются:

- ударная волна;
- пламя;
- разрушение оборудования, коммуникаций, конструкций зданий и сооружений и их разлетающиеся осколки;
- образовавшиеся при взрыве и/или выделившиеся из поврежденных аппаратов находящиеся в них вредные вещества, содержание которых в воздухе рабочей зоны превышает предельно-допустимые концентрации.

К основным опасностям газокompрессорной станции относятся также непрофессиональные действия обслуживающего персонала:

- незнание обязательных инструкций и нормативно-технических документов;
- нарушение норм технологического режима;
- плохая организация рабочего места;
- несогласованность действий работающих;
- ослабление внимания при обслуживании технологического оборудования;
- возможность ошибок в действиях обслуживающего персонала.

Нарушение производственным персоналом газокompрессорной станции правил и норм техники безопасности, пожарной безопасности, санитарных норм и инструкций по безопасной эксплуатации как объекта в целом, так и отдельных его участков может привести:

- к загазованности рабочих помещений и территории станции взрывоопасными парами и газами при утечке через неплотности фланцевых соединений, сварных швов, сальниковых уплотнений, при коррозии аппаратуры, при разливе ЛВЖ, при вскрытии неподготовленных аппаратов и трубопроводов, из-за размораживания трубопроводов в зимнее время;
- к образованию искры при производстве работ неомедленном инструментом в зонах возможного образования взрывоопасной смеси;
- к взрыву и пожару при производстве ремонтных работ на территории установки и в помещениях с применением открытого огня без строгого соблюдения условий безопасности проведения работ, указанных в разрешении на проведение работ, согласованном с ОГМ, ТБ, ВПЧ и утвержденном техническим директором;
- к взрыву и пожару при использовании на установке неисправного оборудования, средств контроля и автоматики, предохранительных клапанов, электрооборудования, а также молниезащиты и защиты от статического электричества;
- к аварийной ситуации при аварийном отключении воздуха КИП, электроэнергии, теплоносителей; при неисправности промышленной канализации, вентиляции, заземления и изоляции, средств пожаротушения, СИЗ и СКЗ.

7.2 Производственная санитария

Промышленная санитария – система организационных, гигиенических и санитарно – технических мероприятий, предотвращающих воздействие на работающих вредных производственных факторов [24].

7.2.1 Состояние воздушной среды

На производстве возможен контакт обслуживающего персонала с вредными веществами по следующим причинам:

- фоновые постоянные (через неплотности оборудования и запирающих устройств);
- отсутствие герметичности на аппаратуре;
- возможности разгерметизации оборудования, трубопроводов и арматуры, при продувках, стравливании газа из трубопроводов, аппаратов во время ремонтных работ, открытие предохранительных клапанов при аварии.

Санитарно-гигиеническая характеристика производственного процесса определяется применением токсических веществ. С целью обеспечения нормальных санитарных условий все производственные помещения, связанные с применением токсических веществ обеспечены проточно-вытяжной вентиляцией.

Сероводород является наиболее токсичным в составе атмосферы объектов по добыче и переработке нефти и газа. Пары сырой нефти малотоксичны. Больше воздействие оказывает попадание нефти на кожные покровы человека, вследствие чего могут возникнуть экземы и дерматиты. Установлено, что токсичность сероводорода возрастает в составе нефтяного газа. Предельно допустимая концентрация сероводорода в рабочей зоне по [24] равна 10 мг/м^3 .

По категориям опасных газовыделений установка относится к опасным с содержанием сероводорода не более 0,2%. Учитывая выше изложенное, в целях предупреждения профзаболеваний и улучшения

условий труда для трудящихся предусмотрены льготы. Обслуживающий персонал обеспечивается спецодеждой и средствами индивидуальной защиты.

Производственные помещения имеют систему водяного отопления, освещения и вентиляции (механическую и естественную). Состав воздуха блок-боксов насосов перекачки нефти, теплоносителя, а также машинные залы главных компрессоров и газодувок газа регенерации постоянно контролируется датчиками загазованности с выходом сигнала (светового и звукового) в операторную. При превышении содержания взрывоопасных паров углеводородов выше 20% от НКПВ происходит включение приточно-вытяжной вентиляции, при дальнейшем повышении уровня загазованности и достижения 50% от НКПВ происходит аварийное отключение приточно-вытяжной вентиляции и всего оборудования.

Контроль состояния воздушной среды открытых площадок осуществляется датчиками загазованности с выходом сигнала (светового и звукового) в операторную и переносным газоанализатором.

Свойства взрывопожарных и токсичных веществ используемых на ЛГКС приведены в Таблице 12

Таблица 12 - Взрывопожароопасные и токсические свойства используемых и получаемых веществ

№ п/п	Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	Агрегатное состояние	Класс опасности (ГОСТ 121007-76)	Температура, °С			Концентрационный предел воспламенения, %		Характеристика токсичности	Предельно допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны производственных помещений, мг/м ³ (ГОСТ 12 1 005-88)
				вспышки	и воспламенения	самовоспламенения	нижний предел	верхний предел		
1	Нефть	жидкость	3	-21	>200	230-250	0,7	5,0	Наркотический нервный яд	10
2	Нефтяной газ	газ	4	-	-	250-300	4,9	15,4	Наркотический яд, учащается пульс, увеличивается объем дыхания, ослабляется внимание	300
3	Углеводородный конденсат	жидкость	4	от -40 до -11	-	268	0,76	5,03	Наркотик. Характерно развитие судорог, замедляется пульс, понижается кровяное давление, нарушается ритм дыхания.	300
4	Метанол	жидкость	3	8	13	464	6,7	34,7	Нервный яд, вызывает головную боль, головокружение, тошноту, рвоту, боль в желудке, общую слабость, мелькание в глазах, ослабление зрения,. обмороки	5
5	Нефтешлам	Жидкость	4	-21	>200	230-250	0,7	5,0	Наркотический нервный яд	10

7.2.2 Метеорологические условия

Метеоусловия зависят от состояния воздушной среды и характеризуется следующими элементами: влажностью, скоростью движения воздуха, тепловым излучением нагретых поверхностей оборудования и обработыванием деталей и материалов. Для обеспечения этих условий в пределах санитарных норм и поддержанием теплового равновесия между теплом человека и окружающей средой на производстве необходимо проводить ряд мероприятий:

- механизация и автоматизация тяжелых работ;
- дистанционное управление теплоизлучающими процессами и аппаратами;
- рациональное размещение и теплоизоляция оборудования, аппаратов и трубопроводов, излучающих тепло;
- для предупреждения переохлаждений и простудных заболеваний в цех устраивают тамбуры. Для работающих на холоде, предусмотрены специально оборудованные помещения для обогрева;

С целью создания нормальных условий работы персонала установлены нормы производственного микроклимата.

Обслуживающий персонал – машинисты ТК и операторы ТУ. Не менее 50% своего рабочего времени находятся в операторной.

Нормативные показатели производственного микроклимата установлены [24] « Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования», а также [25]. (Этими нормами регламентируют показатели микроклимата в рабочей зоне производственного помещения: температура, относительную влажность, скорость движения воздуха и тепловое излучение).

7.2.3 Шумы

На данном производстве источниками шума являются: машинный зал компрессорной, блок-боксы насосных перекачки нефти и теплоносителя, а также прочее насосное оборудование и АВО.

Повышение уровня шума оказывает вредное воздействие на организм человека, производственное оборудование, коммуникации и сооружения [26]. Все это предусматривает необходимость разработки и осуществления комплекса инженерно-технических и организационных мероприятий для снижения шума до величины установленных санитарными нормами и ГОСТом 12.1.003-83. Для постоянных рабочих мест и рабочей зоны в производственном помещении и на территории предприятия допустимый уровень шума - 80 дБА [26]. Уровень шума в боксах составляет максимально 90 и 100 дБА. Помещения внутри боксов не являются постоянными рабочими местами. Боксы своими стенами из металла и полиуретанового пенопласта препятствует выходу наружу шума. Обслуживающий персонал находится в боксах только при пуске и контрольных обходах. Снижение уровня шума в боксах при длительном пребывании, например при ремонтах, достигается использованием индивидуальных средств защиты от шума. Снижение шума достигается:

- уменьшением шума в источниках их образования;
- изоляцией источников средствами звукоизоляции, звукопоглощения;
- планировочными решениями, предусматривающими рациональное размещение оборудования, машин и механизмов.

Средствами индивидуальной защиты являются ушные вкладыши, наушники и шлемофоны.

7.2.4 Освещение

Все сосуды и аппараты на ЛГКС находятся на открытой площадке при естественном освещении. Естественный солнечный свет характеризуется большой интенсивностью и равномерностью освещения, и создает наилучшие

условия для работы. В темное время суток территория ЛГКС освещается прожекторами.

В связи с тем что условия деятельности машинистов и операторов связаны с явным преобладанием зрительной информации, до 90 %, особенно важным становится вопрос производственного освещения. Поэтому в производственных помещениях используется искусственное освещение. Для искусственного освещения используются люминесцентные лампы ЛБ – белого цвета или ЛТБ – тепло – белого цвета , мощностью 20,40,60 Вт. Согласно действующим санитарным нормам и правилам [27] , для искусственного освещения регламентирована наименьшая допустимая освещенность рабочих мест, а для естественного и совмещенного – коэффициент естественной освещенности (КЕО).

Рекомендуемая освещенность для работы с приборами КИПиА составляет 200 лк, а при работе с приборами КИП и А в сочетании с работой над документацией (ежечасная запись в журнале контроля параметров технологического процесса, работой с регламентом техпроцесса) – 400 лк. [27].

Рекомендуемое значение яркости в поле зрения оператора должно лежать в пределах 2,5%.

7.2.5 Электробезопасность

Источниками электрической опасности являются:

- оголенные части проводов или отсутствие изоляции;
- отсутствие заземления;
- замыкания;
- статическое напряжение.

От токоведущих частей электроустановок человека защищают изолирующие защитные средства. Они подразделяются на основные и дополнительные. Основными изолирующими средствами защиты разрешается прикасаться к токоведущим частям электроустановок, имеющих рабочее напряжение до 1000 Вольт. В первую очередь, к таким защитным средствам

относится слесарно-монтажный инструмент, снабженный изолирующими рукоятками – плоскогубцы, ножи, отвертки и т.п.

Электробезопасность работающего персонала и посторонних лиц должна обеспечиваться выполнением следующих мероприятий [28]:

1. Соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей;
2. Изоляция токопроводимых частей;
3. Применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
4. Использование предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов;
5. Применение устройств для снижения напряженности электрических и магнитных полей до допустимых значений;
6. Использование средств защиты и приспособлений.

7.2.6 Термическая опасность. Повышенная температуры поверхностей

Источником термической опасности в соответствии с РД 153-34.0-03.702-99 могут являться:

- Соединительные магистрали передачи жидкостей, нагретых до высокой температуры;
- Нагретые поверхности узлов электрооборудования и гидрооборудования;
- Опасность выплеска жидкости под высоким давлением;

После контакта с данным видом термической опасности, вызывает у человека покраснение кожи, возникновение волдырей, повреждение слоя эпидермиса. Так же получение степени ожога (1,2,3,4).[29]

Для защиты рабочих от термической опасности в соответствии с ГОСТ Р 53010-2008, изолируют трубные обвязки, установленные рядом с рабочим местом оператора.

7.3 Пожарная безопасность

Причины возникновения пожаро- взрывоопасной ситуации :

- Разгерметизация трубопроводов в местах соединения;
- Проведение огневых работ без первичных средств пожаротушения;
- Разгерметизация оборудования с возгоранием;
- Большое количество резервуаров, емкостей и аппаратов, в которых имеются пожароопасные продукты под высоким давлением и высокой температуре, разветвленная сеть технологических трубопроводов с многочисленной запорно-пусковой и регулирующей арматурой и контрольно-измерительными приборами;
- Высокая теплота сгорания веществ и материалов[30].
- В свою очередь, пожары, взрывы и аварийная загазованность могут быть следствием возникновения следующих аварийных ситуаций:
- Использование неисправного оборудования;
- Нарушение технологического режима;
- Пуск неисправной технологической линии (аппарата) установки;
- Нарушение правил ремонтных работ;

На основании анализа пожарной опасности технологического процесса, с учетом режимов работы технологического оборудования проведем пожарно-профилактические мероприятия [31].

Таблица 13 – Пожара-профилактические мероприятия[31]

Наименование технического оборудования	Пожара-профилактическое мероприятия
<p><u>Сосуды работающие под избыточным давлением:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • защита аппаратов от перепада давления; • контроль температуры; • контроль уровня внутри аппарата; 	<p>Устанавливаются предохранительные клапана (ПК); Контроль температуры среды в аппарате; Предусмотрен контроль уровня внутри аппарата.</p>
<p><u>Насосное оборудование, АВО, главные компрессоры:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • контроль рабочих параметров (давление, температура); • защита от поражения электрическим током; • защита движущихся частей машин и механизмов; 	<p>Оборудуются сигнализацией и блокировками по верхнему и нижнему пределу; Установка приборов КИПиА; Установка заземления отдельно на электродвигатель и корпус оборудования; Установка защитных кожухов в местах открытых движущихся частей.</p>
<p><u>Печи нагрева:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • контроль температуры среды на входе и выходе; • контроль давления топливного газа; • контроль давления воздуха на горелки; • контроль температуры дымовых газов на выходе из печи; • контроль пламени на горелках печи; 	<p>Установка приборов КИПиА; Требуется контроль температуры по максимальному и минимальному пределу; Требуется контроль давления по максимальному и минимальному пределу;</p>

Здания, сооружения, помещения, технологические установки должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения: огнетушителями, ящиками с песком, асбестовое полотно, грубошерстная ткань, войлок (кошма), пожарными ведрами, совковыми лопатами, штыковыми лопатами, пожарным инструментом (крюками, ломы, топорами и т.п.), которые используются для локализации и ликвидации пожаров в начальной стадии их развития.[31]

Перечень первичных средств пожаротушения представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Перечень первичных средств пожаротушения

№ п/п	Наименование объекта	Огнетушители					Пожарный щит
		ОП-5	ОП-10	ОП-50	ОУ-5	ОУ-10	
1	Площадка технологическая	-	12	4	-	8	6 ЩП-В
2	Насосная перекачки нефти	2	2	1	-	2	2 ЩП-В
3	Насосная перекачки теплоносителя	-	2	1	-	2	-

4	Операторная	4	2	-	2	2	1 ЩП-В
5	Здание главных компрессоров	2	4	2	-	4	-
6	Площадка печей	-	3	1	-	-	1 ЩП-В

В таблице 15 приведены нормы комплектации пожарных щитов ЩП-В немеханизированным инструментом и инвентарем.

Таблица 15 - Нормы комплектации пожарных щитов ЩП-В немеханизированным инструментом и инвентарем

№ п/п	Наименование первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и инвентаря	Нормы комплектации
1	Огнетушители:	
	порошковые (ОП) вместимостью, л/массой огнетушащего состава, кг	
	10/9	1 ⁺⁺
	5/4	2 ⁺
2	Лом	1
3	Ведро	1
4	Асбестовое полотно, грубошерстная ткань или войлок (кошма, покрывало из негорючего материала)	1
5	Лопата штыковая	1
6	Лопата совковая	1
7	Ящик с песком	1

Примечания:

Знаком "++" обозначены рекомендуемые к оснащению объектов огнетушители, знаком "+" - огнетушители, применение которых допускается при отсутствии рекомендуемых и при соответствующем обосновании.

7.4 Экологическая безопасность

Подготовка и компримирование газа это многостадийный процесс, который включает в себя сепарацию, осушку и компримирование газа.

Подготовка газа не является безотходным процессом. При подготовке газа так же возможны выбросы в атмосферу. Экология подготовки газа включает в себя проблемы загрязнения атмосферы, гидросферы и литосферы.

7.4.1 Защита селитебной зоны

Для промышленных объектов и производств, сооружений, являющихся источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека устанавливаются следующие ориентировочные размеры санитарно-защитных зон:

- промышленный объект по подготовке и переработке нефти и газа относится к первому классу опасности - 1000 м.

В таблице 16 представлены рекомендуемые минимальные расстояния от магистральных трубопроводов для транспортирования нефти и газа. [32]

Таблица 16 - Рекомендуемые минимальные расстояния от магистральных трубопроводов для транспортирования нефти и газа по СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03

Элементы застройки	Расстояние в м при диаметре труб, мм			
	До 300	300-600	600-1000	1000-1400
Города и поселки	75	100	150	200
Отдельные малоэтажные жилища	50	50	75	100
Гидротехнические сооружения	300	300	300	300
Водозаборы	3000	3000	3000	3000

7.4.2 Воздействие объекта на атмосферу

Основные источники загрязнения это выбросы вредных веществ в атмосферу с факела. При сжигании попутного нефтяного газа на факелах в атмосферу выбрасывается большое количество загрязняющих веществ [33]:

- Диоксид азота;
- Углерод черный (сажа);
- Оксид углерода;
- Метан;
- Бензапирен.

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

- установка трубных расширителей на факельном газопроводе с целью исключения сгорания жидких фракций углеводородов на факеле;
- Перед подачей газа на факела, использовать очистку газа от токсичных веществ.

7.4.3 Воздействие объекта на гидросферу

Загрязненные стоки на газокompрессорной станции (ГКС) образуются за счет конденсации насыщенного водяного пара, используемого для пропарки оборудования, либо при разгерметизации трубопроводов и оборудования.

Для предотвращения попадания вредных веществ в водоемы за пределы производственной площадки, предусмотрено:

- Обвалование площадок, где возможен разлив продукта;
- Дренажные емкости для сбора возможных розливов продукта и загрязнения при этом дождевых и талых вод и последующем отведении их в систему ППД для совместного использования в технологическом процессе;

Сточные воды канализации проходят механическую очистку и доочистку на биологических очистных сооружениях завода.[34]

7.4.4 Воздействие объекта на литосферу

На предприятии только в процессе сепарации и фильтрования газа от жидких нефтепродуктов и механических примесей выделяется около 26-30т. твердых солей и механических примесей, содержащих в своем составе до 35% смеси углеводородов и 35-60% воды.

Таким образом, предприятие "вырабатывает" более 100 т в сутки твердых, нефтесодержащих и пожароопасных отходов [35].

Мероприятия по утилизации твердых отходов представлены в табл.17.

Таблица 17– Утилизация твердых отходов [6]

Наименование отхода	Место складирования, транспортировка	Периодичность образования	Место захоронения, утилизация
Нефтешлам	Специально оборудованная площадка с контейнерами для сбора отходов.	Постоянно. Чистка и вывоз шлама с установки в период ремонта и чистки оборудования.	Вывоз на специально отведенное место для захоронения.
Люминесцентные ртутьсодержащие трубки отработанные и брак	В закрытой таре раздельно(тара завода – изготовителя)	Периодически.	Отходы передают на пункт приема ртутьсодержащих отходов в п.Лугинецкий ООО «ТКС», с последующей передачей ООО «ТРАССИБ» на демеркуризацию (обезвреживание)
Прочие отходы нефтепродуктов, продуктов переработки нефти, угля, газа, горючих сланцев и торфа (Грунт, загрязненный нефтепродуктами)	Места накопления отсутствуют	Периодически	Накопление не осуществляется. Сразу после образования вывозится для обезвреживания на шламонакопитель ВГНМ ООО «ССЭ»
Мусор от бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) *	В закрытой таре в смеси (контейнер V=0.7м ³ , 3 шт.)	1 неделя	Накопление осуществляется в металлических контейнерах. По мере накопления вывозятся для захоронения на полигон ТБО ВГНМ

7.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Данное производство является объектом техногенной опасности, т.е. объектом, на котором хранят, перерабатывают, используют или транспортируют опасные химические вещества, при аварии на котором или при разрушении которого может произойти гибель или химическое заражение людей, растений, а также химическое заражение окружающей среды. В состав предприятия по подготовке и компримированию газа входят как площадочные

опасные производственные объекты (насосы, емкости, резервуары, печи, сепараторы, компрессоры), так и линейные (различные трубопроводы). Возможны различные аварийные ситуаций: разгерметизация оборудования, трубопроводов, пожары - как следствие взрывов (табл. 18).[35]

Таблица 18 - Возможные виды аварийного состояния производства и способы их устранения [6]

Возможные производственные аварийные ситуации	Причины возникновения производственных аварийных ситуация	Действия персонала по предупреждению и устранению производственных аварийных ситуаций
Взрывы, пожары, разгерметизация трубопровода	Несоблюдение режима ведения процесса, разгерметизация оборудования и трубопроводов, разлив взрыво-пожароопасных веществ	1. Необходимо вызвать пожарную охрану и бригаду скорой помощи; 2. Включение звуковой аварийной сигнализации.
		3. Перекрыть подачу теплоносителя. Прекратить подачу сырья.
		4. Сброс давления на факел.
		5. Остановка остального оборудования.
Протечки в запорно-регулирующей арматуре или в аппаратах	Разгерметизация запорно-регулирующей арматуры или аппаратов	1. Сообщить начальнику цеха или мастеру установки; 2. Ликвидация протечек с остановкой оборудования (если не возможно устранить по другому)
		3. Ликвидировать протечки без остановки оборудования.
Сбой системы электроснабжения	Неполадки в системе электроснабжения	1. Сообщить начальнику цеха или мастеру установки; 2. Перекрыть подачу топлива к горелкам печей.
		3. Подать азот в систему аварийного пажаротушения печей.
		4. Проконтролировать отключение всего насосно-компрессорного оборудования.
Повышенная вибрация насосного оборудования	Неправильная центровка электродвигателя насосом	Отцентрировать насос

7.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

1. На тяжелых и физических работах с вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) условиями труда запрещается применение труда женщин.

2. Лицам, не достигших восемнадцатилетнего возраста, работа с вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) условиями труда запрещается.

3. При приеме на работу с вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) условиями труда проводится обязательные медицинские осмотры работников. [37]

Таким образом, при отнесении условий труда к вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) работникам, занятым на рабочем месте, которое относится к вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) должны предоставляться компенсации не ниже предусмотренных постановлением Правительства РФ от 20.11.2008 № 870.

В соответствии с п. 1 данного постановления работникам, занятым на перечисленных видах работ, установлены следующие компенсации:

- сокращенная продолжительность рабочего времени - не более 36 часов в неделю в соответствии со ст. 92 ТК РФ;
- ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск - не менее 7 календарных дней;
- повышение оплаты труда - не менее 4% тарифной ставки (оклада), установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда.[37]

8 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

8.1 Анализ эффективности действующего производства

Производственная мощность действующей установки – это максимально возможный годовой выпуск готовой продукции в номенклатуре и ассортименте, предусмотренных на плановый период при наилучшем использовании производственного оборудования.

Производительность оборудования равна 4 030 000 м³/сутки (2216,5 т/сутки).

$$M = П \cdot T_{\text{эфф}} \cdot K_{\text{об}},$$

где П – производительность оборудования в единицу времени;

$T_{\text{эфф}}$ – эффективный фонд времени работы оборудования;

$K_{\text{об}}$ – количество однотипного оборудования, установленного в цехе.

Эффективный фонд времени оборудования:

$$T_{\text{эфф}} = T_{\text{ном}} - T_{\text{ППР}} - T_{\text{ТО}},$$

где $T_{\text{ном}}$ – номинальный фонд работы оборудования;

$T_{\text{ППР}}$ – время простоя в ремонтах за расчетный период;

$T_{\text{ТО}}$ – время технологических остановок.

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

где $T_{\text{кал}}$ – календарный фонд времени;

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

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

Баланс рабочего времени оборудования приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Баланс рабочего времени оборудования

Показатели	Количество дней (часов)
Календарный фонд времени	365 (8 760)
Режимные потери рабочего времени	
<ul style="list-style-type: none"> • выходные • праздники 	-
Номинальный фонд рабочего времени	365 (8 760)
Простой оборудования в ремонтах	19 (456)
Эффективное время работы оборудования за год	346 (8 304)

Производственная мощность равна:

$$M = 2216,5 \cdot 346 \cdot 1 = 766909 \text{ т/год.}$$

Для анализа использования оборудования рассчитываем экстенсивный и интенсивный коэффициенты.

Коэффициент экстенсивного использования оборудования равен:

$$K_{\text{экс}} = T_{\text{эфф}} / T_{\text{ном}} = 346 / 360 = 0,96.$$

Коэффициент интенсивного использования оборудования равен:

$$K_{\text{инт}} = Q_{\text{пн}} / Q_{\text{max}} = 1925 / 2216,5 = 0,86$$

где $Q_{\text{пн}}$ – производительность единицы оборудования в единицу времени;

Q_{max} – максимальная производительность в единицу времени.

Интегральный коэффициент использования мощности:

$$K_{\text{им}} = K_{\text{экс}} \cdot K_{\text{инт}} = 0,96 \cdot 0,86 = 0,82.$$

Для определения фактического выпуска продукции рассчитывается производственная программа ($N_{\text{год}}$):

$$N_{\text{год}} = K_{\text{им}} \cdot M = 0,82 \cdot 766909 = 628865,4 \text{ т/год,}$$

где $K_{\text{им}}$ – коэффициент использования мощности.

Вывод: установка работает на неполную мощность, степень загрузки равна 82%.

8.2 Расчет себестоимости готовой продукции по действующему производству

8.2.1 Расчет численности персонала

Расчет общей численности персонала представлен в таблице 20.

Таблица 20 – Расчет численности ИТР, служащих и МОП

Профессия	Категория	Тарифный разряд	Количество смен в сутках	Штатная численность
Начальник установки	ИТР	7	1	1
Механик установки		7	1	1
Мастер установки		7	1	2
Технолог		7	1	2
Итого				6
Оператор ТУ	Производственный (рабочий) персонал	5	1	10
Машинист ТК		5	1	8
Итого				18
Слесарь РТУ	Ремонтно-обслуживающий персонал	4	1	8
Электрик установки		4	1	2
Слесарь КИПиА		4	1	3
Итого				13
ИТОГО				37

Для данного производства организован вахтовый метод работы 15/15 смен по 12 часов. Баланс эффективного времени одного среднесписочного работника представлен в таблице 21.

Таблица 21 - Баланс эффективного времени одного среднесписочного работника

№	Показатели	Дни	Часы
1.	Календарный фонд рабочего времени	365	4380
2.	Нерабочие дни: <ul style="list-style-type: none"> • выходные • праздничные 	180 -	
3.	Номинальный фонд рабочего времени	185	2220
4.	Планируемые невыходы: <ul style="list-style-type: none"> • очередные и дополнительные отпуска • невыходы по болезни • декретные отпуска • отпуск в связи с учебной без отрыва от производства • выполнение гос. обязанностей 	28 7 - 14 2	
5.	Эффективный фонд рабочего времени	134	1608

Количество выходных дней в году, ночных смен определяется из графика сменности, представленного в таблице 22.

Таблица 22 – График сменности

Номер смены	Часы работы	Дни месяца														
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	8 – 20	В	В	А	А	А	А	А	А	А	А	А	А	А	А	
2	20 – 8	Г	Г	Б	Б	Б	Б	Б	Б	Б	Б	Б	Б	Б	Б	
Отдых		А	А	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	
		Б	Б	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	
Номер смены	Часы работы	Дни месяца														
		16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
3	8-20	А	А	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	
4	20-8	Б	Б	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	
Отдых		В	В	А	А	А	А	А	А	А	А	А	А	А	А	
		Г	Г	Б	Б	Б	Б	Б	Б	Б	Б	Б	Б	Б	Б	

8.2.2 Расчет годового фонда заработной платы персонала

Расчет годового фонда зарплаты ИТР, служащих и МОП производится на основании их окладов.

Общий фонд заработной платы рабочих за год:

$$Z_{год} = Z_{осн} + Z_{доп},$$

где $Z_{осн}$ – основной фонд заработной платы рабочих, тыс. руб;

$Z_{доп}$ – дополнительный фонд заработной платы рабочих, тыс. руб.

Основной фонд заработной платы для рабочих повременников:

$$Z_{осн} = Z_{тар} + Пр + D_{н.вр.} + D_{пр.дни} + D_{бриг.},$$

где $Z_{тар}$ – тарифный фонд заработной платы, тыс. руб.;

Пр – оплата премий, тыс. руб.;

$D_{н.вр.}$ – доплата за работу в ночное время, тыс. руб.;

$D_{пр.дни}$ – доплата за работу в праздничные дни, тыс. руб.;

$D_{\text{бриг}}$ – доплата не освобожденным бригадирам, тыс. руб.

Тарифный фонд заработной платы:

$$Z_{\text{тар}} = \sum Ч_{\text{сп}} \cdot T_{\text{сп}} \cdot T_{\text{эфф.раб}},$$

где $Ч_{\text{сп}}$ – списочная численность рабочих данного разряда, чел.;

$T_{\text{сп}}$ – дневная тарифная ставка данного разряда, тыс. руб.

Размер премий равен 20–70 % от тарифного фонда заработной платы. Принимаем 30%.

По отношению к тарифному фонду заработной платы доплата за праздничные дни составит 30 %.

Доплата за работу в ночное время составляет 20%.

Дополнительная зарплата ($Z_{\text{доп}}$):

$$Z_{\text{доп}} = (D_{\text{н}} \cdot Z_{\text{осн}}) / T_{\text{эфф}},$$

где $D_{\text{н}}$ – количество дней невыхода на работу по планируемыми причинам (отпуск, ученические, гособязанности).

Районный коэффициент для г. Стрежевого – 1,5. Отчисления на социальные нужды на зарплату – 30 % от ($Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}$).

Результаты расчета заработной платы представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Таблица заработной платы рабочего персонала

Наименование профессий	Списочная численность	Тарифный разряд	Тарифная ставка, руб./час	Основной фонд заработной платы, тыс. руб.					Дополнительный фонд з/п, тыс. руб.	Общий годовой фонд з/п, тыс. руб.	Общий фонд з/п с учетом районного коэф., тыс. руб.
				Тарифн. фонд	Премия	Доплата за ночн. время	Доплата за работу в празд.	Основной фонд з/п			
ИТР	6	7	113,00	1090,22	327,07	218,04	327,07	1962,40	196,24	2158,64	3237,97
Оператор ТУ	10	5	89,50	1439,16	431,75	287,83	431,75	2590,49	259,05	2849,54	4274,31
Машинист ТК	8	5	89,50	1151,33	345,40	230,27	345,40	2072,39	207,24	2279,63	3419,44
Слесарь РТУ	8	4	78,50	1009,82	302,95	201,96	302,95	1817,68	181,77	1999,45	2999,18
Электрик установки	2	4	79,00	254,06	76,22	50,81	76,22	457,32	45,73	503,05	754,57
Слесарь КИПиА	3	4	79,00	381,10	114,33	76,22	114,33	685,97	68,60	754,57	1131,86
Итого:	37			5325,70	1597,71	1065,14	1597,71	9586,25	958,63	10544,88	15817,32

8.2.3 Расчет затрат на производство продукции

Расчет годовой потребности в сырье и материалах представлен в таблице 6.

Определение затрат на сырье и материалы производим исходя из принятого объема производства, удельных норм расхода сырья и материалов и планово-заготовительных цен.

Расход ингибитора коррозии составляет 10 г/ тонну газа (1818,18 м³).

Таблица 24 – Расчет годовой потребности в материалах

Наименование статьи расходов	Ед. изм.	Цена за ед. изм. руб.	Расход		Затраты тыс.руб.	
			На 1 т.	На N год	На 1 т.	На N год
Ингибитор коррозии	т	45000	0,00001	6,29	0,00045	282,99
Горючие материалы	л	35	50	31443270	1,75	1100514,45

Расчет потребности в энергии представлен в таблице 25.

Таблица 25 – Расчет потребности в энергии

Наименование статьи расходов	Ед. изм.	Цена за ед. изм. руб.	Расход		Затраты тыс.руб.	
			На 1 т.	На N год	На 1 т.	На N год
Электроэнергия	кВт*час	2,26	75	47164905	0,17	106592,69

Расчет амортизационных отчислений представлен в таблице 26.

Таблица 26 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование основных средств	Стоимость, тыс. руб.	Норма амортизации, %	Годовые амортизационные отчисления, тыс. руб.
1. Здания:			
1.1. Насосные внутренней и внешней перекачки	20000	5	1000
1.2. Операторные	10000	5	500
1.3. Административное здание	10000	5	500
Итого:	40000		2000
2. Оборудование:			
2.1. Колонна	2000	10	200
2.2. Сепараторы	3000	10	300
2.3. Печи нагрева	3000	10	300
2.4. Компрессор-Детандер	3000	10	300
2.5. ГПА	4000	10	400
2.6. Насос ы	2500	10	250
Итого:	17500		1750
Итого общее:			3550

Таблица 27 – Калькуляция себестоимости на производство и реализацию продукции при заданном объеме производства (Q=628865.4 т/год).

№	Наименование статьи расходов	Единицы измерения	Цена за ед. изм. руб.	Расход		Затраты тыс.руб.		Примечания
				На 1 т.	На N год	На 1 т.	На N год	
1	Сырье и основные материалы							V
	Ингибитор коррозии	т	45000	0,00001	6,29	0,00045	282,99	
	Горючие материалы	л	35	50	31443270	1,75	1100514,45	
2	Энергия на технологические нужды							
	Электроэнергия	кВт*час	2,26	75	47164905	0,17	106592,69	
	Итого условно-переменных издержек						1207390,12	
3	З/П основных произв. рабочих					0,01223	7693,75	C
4	Отчисления на СН (30%)					0,00367	2308,12	C
5	РСЭО							C
	Амортизационные отчисления оборудования					0,00175	1750	
	З/П вспомогательных рабочих					0,00777	4885,60	
	Отчисления на СН					0,00233	1465,68	
	Текущий ремонт оборудования					0,30455	191520,00	
	ИТОГО						198971,28	

Продолжение таблицы 27

6	Цеховые расходы							С
	Амортизационные отчисления на здания и сооружения					0,00318	2000	
	З/п ИТР, МОП, служащих					0,00515	3237,97	
	Отчисления на СН					0,00154	971,39	
	Охрана труда и ТБ					0,00377	2372,60	
	ИТОГО						8581,95	
7	Общезаводские расходы					0,00946	5946,82	С
8	Расходы на освоение и подготовку производства					0,00329	2066,77	С
9	Внепроизводственные расходы					0,29622	186284,65	V

8.3 Определение цены готовой продукции по действующему производству

Цену продукта определяем по формуле:

$$Ц = C \cdot (1 + P/100),$$

где C – полная себестоимость единицы готовой продукции;

P – рентабельность продукции (%).

Рентабельность продукции можно принять от 10% до 25%.

Принимаем 25%

Себестоимость единицы готовой продукции равно 2,574865 тыс. руб.

$$Ц = 2,574865 \cdot (1 + 25/100) = 3,2186 \text{ тыс. руб.}$$

8.4 Анализ безубыточности по действующему производству

Цель анализа – определение точки безубыточности, т.е.

минимального объема продаж, начиная с которого предприятие не несет убытков. В точке безубыточности выручка от продажи продукции ($V_{\text{ПР}}$) равна общим затратам на производство и реализацию продукции:

$$V_{\text{ПР}} = \text{Изд}_{\text{пост}} + \text{Изд}_{\text{пер}} \cdot Q$$

Определение точки безубыточности:

1. Аналитическим способом:

$$Q_{\text{кр}} = \frac{\text{Изд}_{\text{пост}}}{C_{1\text{ГП}} - \text{Изд}_{\text{пер}1\text{ГП}}}, \text{ Т,}$$

где $C_{1\text{ГП}}$ – цена единицы готовой продукции (1 тонны);

$\text{Изд}_{1\text{ГП}}$ – удельные переменные издержки (переменные издержки на единицу готовой продукции – 1 тонну).

$$Q_{\text{кр}} = \frac{225568,7079}{3,2186 - 2,2162} = 225026,89, \text{ Т.}$$

2. Графическим способом:

Графически точка безубыточности определяется согласно рис. 1.

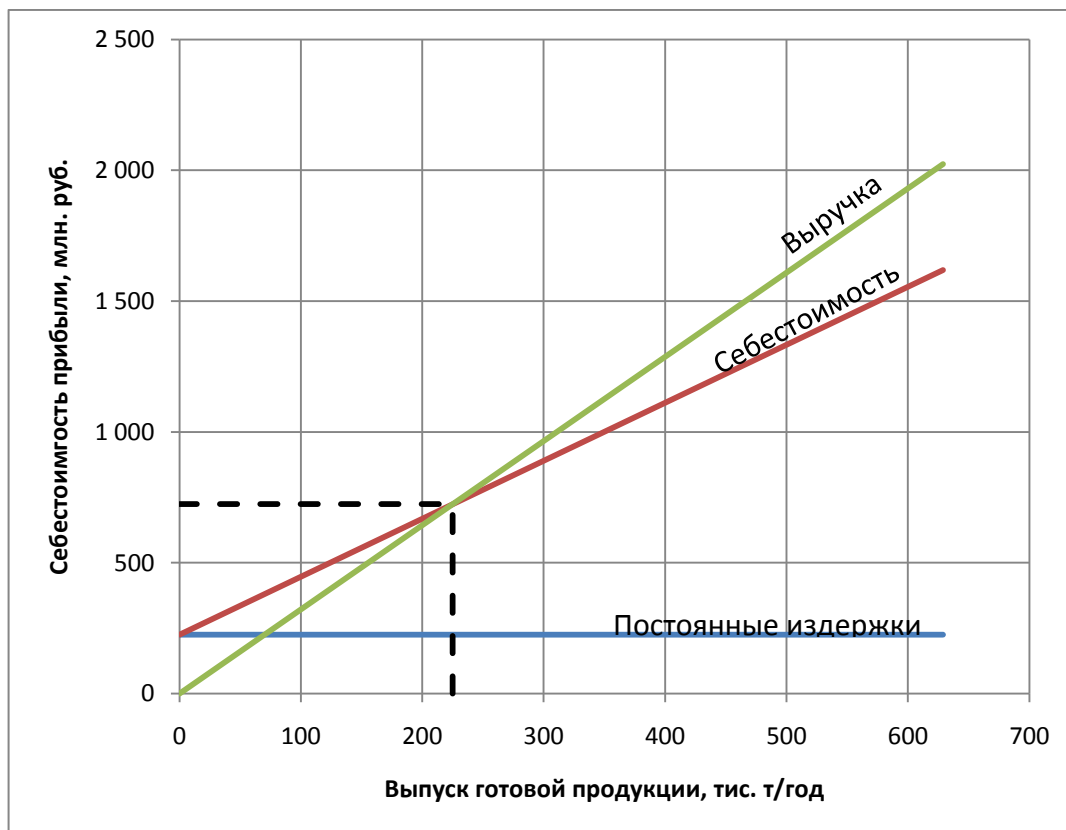


Рисунок 22 – График безубыточности по действующему производству

8.5 Расчет производственной мощности на плановый период при увеличении объема производства до 728563,57 т/год

Поскольку установка работает лишь на 82% от максимальной нагрузки, увеличим годовое производства до 95% от мощности.

8.6 Расчет затрат на производство продукции по плановому производству

Результаты расчета годовой потребности в сырье и материалах представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Расчет годовой потребности в сырье и материалах

Наименование статьи расходов	Ед. изм.	Цена за ед. изм. руб.	Расход		Затраты тыс.руб.	
			На 1 т.	На N год	На 1 т.	На N год
Ингибитор коррозии	т	45000	0,00001	7,2856	0,00045	327,8536079
Горючие материалы	л	35	50	36428178,66	1,75	1274986,253

Результаты расчета потребности в электроэнергии представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Расчет потребности в энергии

Наименование статьи расходов	Ед. изм.	Цена за ед. изм. руб.	Расход		Затраты тыс.руб.	
			На 1 т.	На N год	На 1 т.	На N год
Электроэнергия	кВт*час	2,26	75	54642267,99	0,1695	123491,5257

Расчеты калькуляции себестоимости на производство и реализацию продукции при заданном объеме производства в плановом периоде представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Калькуляция себестоимости на производство и реализацию продукции при заданном объеме производства Q = 728563,57 т/год

№	Наименование статьи расходов	Единицы измерения	Цена за ед. изм. руб.	Расход		Затраты тыс.руб.		Примечания
				На 1 т.	На N год	На 1 т.	На N год	
1	Сырье и основные материалы							V
	Ингибитор коррозии	т	45000	0,00001	7,2856	0,00045	327,854	
	Горючие материалы	л	35	50	36428178,66	1,75	1274986,253	
2	Энергия на технологические нужды							
	Электроэнергия	кВт*час	2,26	75	54642267,99	0,1695	123491,5257	
	Итого условно-переменных издержек						1398805,632	
3	З/П основных произв. рабочих					0,01056	7693,75	C
4	Отчисления на СН (30%)					0,003168	2308,125	C
5	РСЭО							C
	Амортизационные отчисления оборудования					0,00151	1750	
	З/П вспомогательных рабочих					0,006706	4885,60	
	Отчисления на СН					0,002012	1465,7	
	Текущий ремонт оборудования					0,262873	191520	
	ИТОГО						198971,2832	

Продолжение таблицы 30

6	Цеховые расходы							С
	Амортизационные отчисления на здания и сооружения					0,002745	2000	
	З/П ИТР, МОП, служащих					0,004444	3237,97	
	Отчисления на СН					0,001333	971,3896	
	Охрана труда и ТБ					0,003257	2372,59757	
	ИТОГО						8581,9524	
7	Общезаводские расходы					0,008162	5946,8245	С
8	Расходы на освоение и подготовку производства					0,002837	2066,7735	С
9	Внепроизводственные расходы					0,289842	211168,6642	V

8.7 Определение цены готовой продукции по плановому производству

Цену продукта определяем по формуле:

$$Ц = 2,52 \cdot (1 + 25/100) = 3,14925 \text{ тыс. руб.}$$

8.8 Анализ безубыточности по плановому производству

Определение точки безубыточности:

1. Аналитическим способом:

$$Q_{кр} = \frac{225568,7079}{3,14925 - 2,20979} = 223603,5175 \text{ т}$$

2. Графическим способом:

Графически точка безубыточности определяется согласно рис. 23.

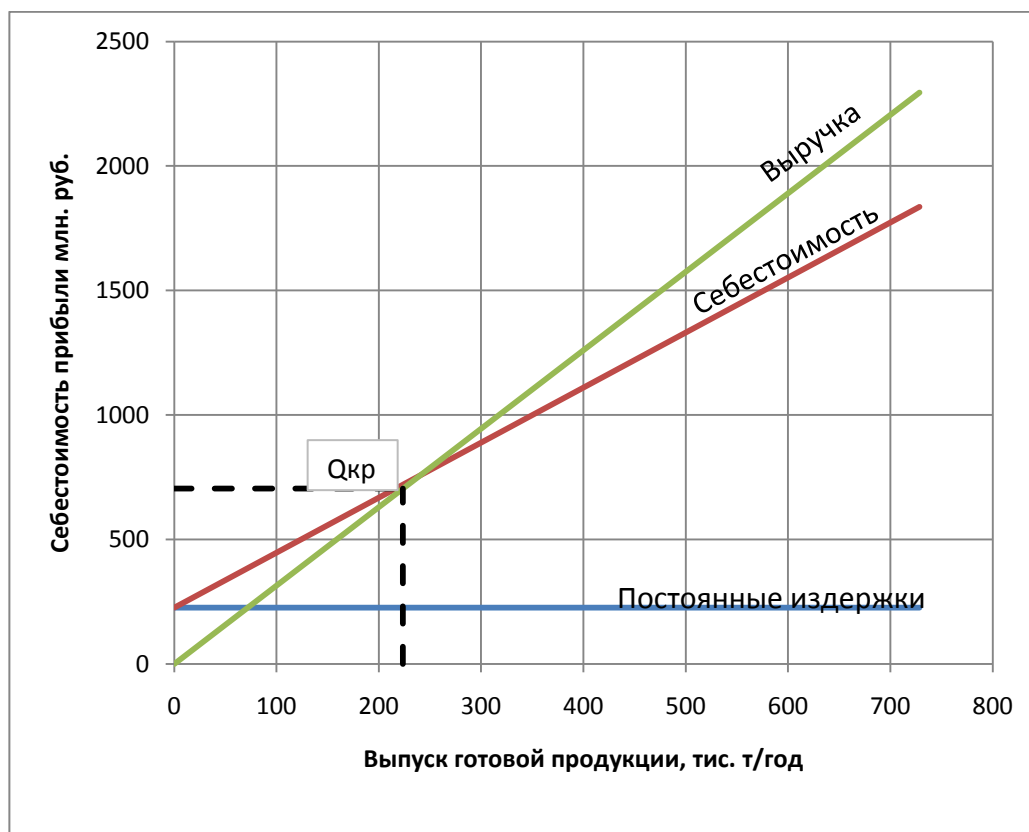


Рисунок 23 – График безубыточности при плановом производстве

8.9 Сравнение технико-экономических показателей

Результаты сравнения технико-экономических показателей отчетного и планового периода представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Техничко-экономические показатели

Наименование показателя	Ед. изм.	Отчетный год	Плановый год	Относительное изменение, %
1. Объем производства	т	628865,40	728563,57	15,854
2. Объем продаж	т	628865,40	728563,57	15,854
3. Цена 1 тонны	тыс. руб.	3,22	3,15	2,154
4. Выручка от продажи (2*3)	тыс. руб.	2024054,35	2294428,76	13,358
5. Суммарные издержки	тыс. руб.	151243,48	1835543	13,358
5.1. Издержки переменные	тыс. руб.	1393674,77	1609974,30	15,520
5.2. Издержки постоянные	тыс. руб.	225568,71	225568,71	-
6. Операционная прибыль (4-5)	тыс. руб.	404810,87	458885,75	13,358
7. Налог на прибыль (6*20%)	тыс. руб.	80962,17	91777,15	13,358
8. Чистая прибыль (6-7)	тыс. руб.	323848,70	367108,60	13,358
9. Себестоимость 1 тонны	тыс. руб.	2,57	2,52	2,154
10. Стоимость основных средств	тыс. руб.	17500	17500	-
11. Численность основных рабочих	чел.	37	37	-
12. Фондовооруженность (10/11)	тыс. руб./чел	472,91	472,97	-
13. Фондоотдача (4/10)	руб./руб.	115,66	131,11	13,358
14. Фондоёмкость (10/4)	руб./руб.	0,009	0,008	11,784
15. Производительность труда (4/11)	тыс. руб./чел	54704,17	62011,59	13,358
16. Рентабельность производства (8*100%/5)	%	20	20	-
17. Рентабельность продаж (8*100%/4)	%	15,9	16	0,63
18. Критический объем продаж (Qкр)	т.	225026,89	223603,52	0,0633
19. Критический объем продаж (Qкр)	руб.	724267,32	704183,35	2,773

В результате увеличения загрузки производственной мощности до 728563,57 т/год и, соответственно, использования «эффект масштаба», мы получили следующий экономический эффект (табл.32):

Таблица 32 – Экономический эффект

Наименование показателя	Ед. изм.	Отчетный год	Плановый год	Относительное изменение, %
Снижение себестоимости	тыс. руб.	2,57	2,52	2,154
Увеличение выручки от продажи	тыс. руб.	2024054,35	2294428,76	13,358
Увеличение чистой прибыли	тыс. руб.	323848,70	367108,60	13,358
Увеличение выплат по налогам	тыс. руб.	80962,17	91777,15	13,358
Увеличение показателя фондоотдачи	руб./ руб.	115,66	131,11	13,358
Увеличение производительности труда	тыс. руб./чел.	54704,17	62011,59	13,358
Увеличение рентабельности продаж	%	15,9	16	0,63
Точка безубыточности снизилась	т.	225026,89	223603,5175	0,63

Заключение

В ходе выполнения данной выпускной квалификационной работы проведен анализ основных технических и технологических проблем теплообменного оборудования применяемого на Лугинецкой газокompрессорной станции.

На основании выявленных проблем, предложен проект модернизации технологического процесса, с разработкой основного оборудования – кожухотрубчатого теплообменника, для которого произведены тепловой, технологический и конструктивный расчеты с целью определения поверхности теплообмена, выбора стандартного аппарата и определения конструктивных размеров, а также произведен расчет на прочность основных элементов теплообменника, выбран тип фланцевых соединений, способ крепления труб в трубной решетке и способ укрепления отверстий в местах крепления штуцеров подвода/отвода среды к корпусу, подобраны седловые опоры.

Кроме того, рассмотрены основные способы очистки попутного нефтяного газа от механических примесей и капельной жидкости, изучено современное сепарационное и фильтрующее оборудование применяемое на объектах подготовки и компримирования газа. Проведено исследование краевого угла смачивания поверхности материала фильтрующих элементов входного фильтра-сепаратора Лугинецкой газокompрессорной станции, с целью подбора фильтрующих элементов, обеспечивающих более эффективную работу аппарата. Произведен прочностной расчет элементов входного фильтра-сепаратора, подобраны седловые опоры, а также в среде современного программного обеспечения Wolfram Mathematica разработана программа расчета и подбора по ГОСТ 12.2.085 – 2002 средств защиты фильтра-сепаратора от аварийного превышения давления, по результатам выполнения которой рассчитан и выбран предохранительный клапан.

По результатам проделанной работы, можно сделать вывод, что рассчитанное оборудование обеспечивает необходимую производительность и удовлетворяет условиям прочности и безопасной эксплуатации.

СПИСОК НАУЧНЫХ ТРУДОВ

Семке Александра Витальевича

№	Наименование научного труда	Рукописн. или печатн.	Издательство, журнал (номер, год)	Номер стр.	Кол -во стр.	Фамилия соавторов
1	Анализ современного состояния нормативно- методической документации по расчету и проектированию средств защиты оборудования от аварийного превышения давления	печатн.	Материалы XVIII Международн ой научно- практической конференции студентов и молодых ученых «Химия и химическая технология в XXI веке». - Томск, 2017.	90		Беляев В.М.
2	Исследование краевого угла смачивания поверхности фильтрующего элемента	печатн.	Материалы XVIII Международн ой научно- практической конференции студентов и молодых ученых «Химия и химическая технология в XXI веке». - Томск, 2017.	91		Семакина О.К.

Список использованных источников

1. Г. С. Лутошкин. Сбор и подготовка нефти, газа и воды: Учебник для вузов. – 3-е изд., стереотипное. Перепечатка со второго издания 1979 г. – М.: ООО ТИД «Альянс», 2005. – 319 с.
2. Леонтьев А.П., Беев Э.А., Расчет аппаратов воздушного охлаждения: учеб. пособие/ Леонтьев А.П., Беев Э.А – Тюмень: ТГНУ, 2000. - 74с
3. Сидягин А.А., Расчет и проектирование аппаратов воздушного охлаждения: учеб. пособие/ А.А. Сидягин, В.М. Косырев. – Н.Новгород: НГТУ, 2009. – 150 с.
4. ГОСТ Р 52857.1 – 2007 «Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Общие требования».
5. Павлов К.Ф., Романков П.Г., Носков А.А. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии: учебное пособие для ВУЗов под ред. чл.–корр. АН СССР П.Г. Романкова .- 10-е изд., перераб и доп. /Репринтное воспроизведение издания 1987 г. – М.: Альянс, 2013.-576с.
6. Технологический регламент Лугинецкой газокompрессорной станции ОАО «Томскнефть» – ВНК, версия 4.0 – Стрежевой, 2011 г.
7. Семакина О.К. Машины и аппараты химических производств. Ч. I. Учеб. Пособие/Том. Политехн. Ун-т. – Томск, 2003. – 118 с.
8. Теплообменное оборудование для нефтегазовой промышленности.
9. Лацинский А.А. Конструирование сварных химических аппаратов // Справочник под редакцией А.Р. Толчинского. – Л.: Машиностроение, 1981. – 384 с.
10. ГОСТ Р 52857.2 – 2007 «Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет цилиндрических и конических обечаек, выпуклых и плоских днищ и крышек».
11. ГОСТ Р 52857.4 – 2007 «Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет на прочность и герметичность фланцевых соединений».

12. ГОСТ 28759.8 – 90 «Прокладки металлические восьмиугольного сечения. Конструкция и размеры. Технические требования»
13. ГОСТ Р 52857.3 – 2007 «Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Укрепление отверстий в обечайках и днищах при внутреннем и внешнем давлении. Расчет на прочность обечаек и днищ при внешних статических нагрузках на штуцер».
14. ГОСТ Р 52857.7 – 2007 «Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Теплообменные аппараты».
15. ГОСТ Р 52857.5 – 2007 «Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет обечаек и днищ от воздействия опорных нагрузок».
16. Сваранская Н.А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2004. – 268 с.
17. Нефтепромысловое оборудование. Справочник под редакцией Е.И. Бухаленко. – М.: Недра, 1990. – 559 с.
18. Сепарационные процессы обработки газа: [Электронный ресурс]. URL: <http://www.poznayka.org/s9801t1.html>
19. Большая энциклопедия нефти и газа: [Электронный ресурс]. URL: <http://www.ngpedia.ru/id563084p1.html>
20. Сумм Б.Д., Горюнов Ю.В. Физико-химические основы смачивания и растекания. М.: Химия, 1976. 232 с.
21. ГОСТ 12.2.085 – 2002. Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности.
22. Генеральное соглашение между общероссийскими объединениями профсоюзов, общероссийскими объединениями работодателей и Правительством Российской Федерации на 2014 - 2016 годы от 25 декабря 2013 г. [Электронный ресурс]: - Режим доступа [www.URL: http://www.rg.ru/2013/12/30/a904631-dok.html](http://www.rg.ru/2013/12/30/a904631-dok.html).
23. ГОСТ 12.0.002–80 (с изм. №1) ССБТ. Термины и определения.

24. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
25. СанПиН 2.2.4.584-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
26. ГОСТ 12.1.003–83. Шум. Общие требования безопасности. [Текст].- введ. 01.07.1984.- М.: Стандартиформ, 2008. – 13 с.
27. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение.
28. ГОСТ 12.1.019-79 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
29. РД 153-34.0-03.702-99. Инструкция по оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве.
30. ГОСТ 12.1.004. – 91. Пожарная безопасность. Общие требования.
31. Горячев С.А., Клубань В.С. Пожарная профилактика технологических процессов производств. М.: ВИПТШ МВД СССР, 1983.
32. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.
33. ГН 2.1.6.1338 – 03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.
34. ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.
35. Абросимов А.А. Экологические аспекты производства и применения нефтепродуктов. М.: БАРС, 1999 – 732с.
36. ГОСТ Р 22.9.22. – 2014. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.
37. ТК РФ. Трудовой кодекс РФ.
38. Рыжакина Т.Г. Экономика и управления производством. Расчет экономической части дипломного проекта. Учебное издание ТПУ – 2013г.

Приложение 1

(Раздел 5)

Очистка газа от механических примесей и капельной жидкости
(Purification of gas from mechanical impurities and a dropping liquid)

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4КМ51	Семке Александр Витальевич		

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ОХХТ	Семакина О.К.	к.т.н., с.н.с.		

Консультант – лингвист кафедры ИЯФТ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Игна О.Н.	д.п.н., доцент		

Purification of gas from mechanical impurities and a dropping liquid

In the course of lifting of liquid from wells and her transport pressure gradually decreases to the central processing facility, gas and water and from oil gas is emitted. The volume of the emitted gas in process of pressure decrease in system increases and usually in several tens of times exceeds liquid volume. Therefore with low pressure their joint storage, and sometimes and collecting become unnecessary. It is necessary to collect and store its separately.

Process of separation of gas from oil is called separation. The device in which there is a separation of gas from production of oil- wells is called the gas separator.

All modern systems of gas and oil collecting, automated measuring blocks (expection: mass flowmeters), pump units, central facilities of gas and water are equipped with gas separators.

Separation of liquid- gas mixtures (LGM) one of the main technological processes influencing quality of training of gas and liquid on service conditions of the pipelines maintenance transporting these products.

Efficiency of process of LGM is defined by quality of scrubbing of dropping liquid and liquid from gas. Availability of drop liquid in a stream of the gas which is coming out a separator causes complications in system of gas pipelines and raises the price of their service. Carry – over from a separator a stream of liquid of gas inclusions increases losses of valuable hydrocarbons, and at transfer of such system promotes unproductive operation of the pumping equipment.

Quality of division of gas and liquid to a large extent depends on perfection of a design and a right choice of the used equipment.

Correct operation of processing equipment and quality of products in depends largely on the content in gas of moisture, sour components, dust and mechanical impurity.

Content of dust and contamination in gas in case of its transportation promotes abrasion of metal of pipelines and devices. Dust causes depreciation and leads to failure of mating rings, valves and sleeves of cylinders of air pulser, reduces their

efficiency. Contaminations are postponed for surfaces of pipes of refrigerators and dramatic reduce rate transfer of heat.

The choice of technology of scrubbing of contamination depends on the sizes of particles and the required separation efficiency.

Particles are caught by the size 100-500 mkm in special devices: precipitation expansion chamber and cyclones. The principle of operation of expansion chamber is based on a speed reduction of movement of a flow of gas and sedimentation of particles from it by gravity. In particle cyclones under the influence of centrifugal force are discarded to a wall of the device and fall down.

Volume separators practically separate only coarse dust with particles of 50-100 microns in size.

For particulate control of 0,1-100 microns in size cyclones, wet dust collectors (in them gas passes through liquid), ceramic and ceramic-metal filters.

In practice purification of natural and oil gases of contamination and liquid pollutants is carried out in oilfield and factory separators.

Primeval reservoir pressure of gas and gas-condensate fields is higher, than pressure in the gas pipeline therefore by preparation of gas for transportation his pressure needs to be reduced. For this purpose gas passes a throttle in which there is an expansion of a stream of gas through the special device and its pressure decreases. At pressure decrease of gas there is his cooling.

The main devices of dividing installations are separators (fig. 16) intended for office of gas and firm phases from liquid.

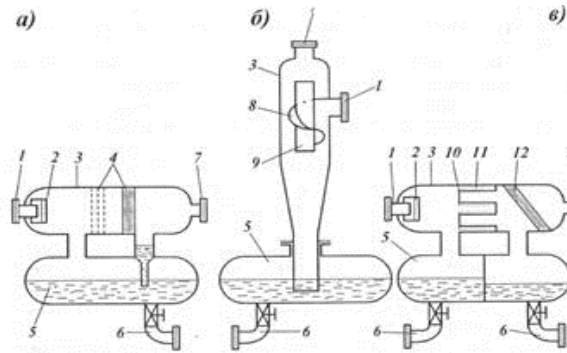


Figure 16 – Separators for cleaning off gas: a) flat gravitation; b) centrifugal cyclonic; 1 – gas input; 2 – entry zone (knock – out drum); 3 – separator case; 4 – mist extraction net-shaped bag; 5 – collection of condensate; 6 – condensate exit; 7 – gas discharge; 8 – flow energizer ; 9 – internal pressure relief pipe; 10 – a framework of the filtering element; 11 – the filtering material; 12 – drip pocket.

Separation of drops and particulate matter occurs by the action of gravity, inertia or as a result of its combined action.

The horizontal site on the way of passing of gas is by gravity necessary for separation, the speed of a stream of gas has to be minimum possible for decrease in ablation of particles.

Separation under the influence of forces of inertia demands sudden change of the direction of the movement of a stream of gas so that the firm particles and drops of liquid which are in gas could continue the movement in the initial direction and be removed from the stream changing the direction.

In process of separation the sizes of drops of the weighed moisture and firm particles (their dispersion) change. So, on the entrance site diameter of drops in a stream of gas fluctuates from 100 to 1000 microns (on average about 700-800 microns), and there can be a film liquid. After the first step of separation in a stream there are drops with a diameter from 30 to 150 microns, and after the second step at gas there are smallest drops - with a diameter from 1 to 30-50 micron.

At the exit from a step of preliminary cleaning of complex gas processing units the total maintenance of a liquid disperse phase shouldn't exceed $350 \text{ mg} / \text{HM}^3 \text{ gas}$.

According to the changing disperse composition of gas and requirements of his cleaning separation devices, different in a design and efficiency of cleaning, which

are divided by the principle of action on gravitational, inertial type (packed) centrifugal and percolate are used. In most cases designs unite in themselves a little from these principles.

Gravitational separators are horizontal (fig. 16, a), vertical and spherical. The general for them is existence of a settling (precipitating) zone where the office of disperse particles occurs by gravity. On an input of gas there are usually turnback plate 2, and before gas discharge from a separator - the mist extraction net-shaped bag 4 separating small drops from gas at the expense of inertial forces (blow against an obstacle, sharp turns of gas, friction about a grid surface, etc.).

In the bottom of a separator there is a taken-out separately or built-in collection of the caught liquid (condensate) and dust 5. Such type of separators is usually used by the first on the course of purification of gas which bears the largest drops of liquid, and the concrete design of separators is chosen taking into account such factors as productivity on gas, pressure, existence in gas of contamination, the press for separation efficiency, etc.

Inertial separators of nozzle type represent the devices filled with nozzles with the developed specific surface of contact (from 10 to 500m²/nm³). Catching of drops happens due to their contact with a surface of a nozzle and sharp repeated turns of a stream of gas in channels of the nozzle. As a nozzle apply rings of Rashiga (the rings made of ceramics or became, with height equal to diameter), multilayered packages from plates, corners or a grid. Extent of catching of drops such separators reaches 99%.

Most often the nozzle of such separators represents wavy steel sheets (wrinkling, perpendicular axes of the device) established vertically at small distance from each other. Gas, moving vertically from below up, repeatedly bends around the corrugations forming twisting channels and at the expense of inertial forces and friction forces about walls of sheets from it the liquid drops which are flowing down according to sheets in a device bottom (the collection of liquid) are allocated. Such separator can catch drops of liquid more than 20 microns in size and provides capacity on gas to 6,0 million nm³/sut.

One of features of such separators is that the film of the caught liquid flows down on plates towards to a stream of gas and at a certain speed of gas there can come the moment when gas at the expense of friction forces suspends a current of this film. There occurs "lag" of liquid and flooding of a nozzle.

Net-shaped mist extractor use usually for final purification of gas and establish on trailer sites of a step of purification of gas.

Centrifugal separators for separation of liquid from gas use the centrifugal forces arising in previously twirled gas stream. At the same time, the more the speed of turning is less than the radius of twirled stream, the efficiency of separation is higher. Centrifugal separators catch up to 95% of mechanical impurity and are used on entrance sites for preliminary purification of gas, especially if gas contains many contamination.

There are two types of the centrifugal separators differing with the device twisting a stream, cyclonic (fig. 1, b) and direct-flow. In the first case the stream of gas enters the case of a separator 3 tangential (i.e. on a tangent to a device case circle) under the directing plate - a turbulizer 8 and swirls around the central pipe 9, from below for which the purified gas is allocated. The liquid drops rejected by centrifugal force to the separator case flow down on him down and through the lower branch pipe gather in the collection of gas condensate 5.

For separation of associated gas from oil and water i.e. in case a disperse phase is not liquid, but gas, cyclonic centrifugal separators are used. Their top section represents a cyclonic separator of gas, and lower - a settler for separation of the remains of gas from oil and gravitational segregation of bulk of water and oil.

The filtering separators use for thin final purification of gas of the particles of liquid with a diameter from 0,5 to 10 microns which aren't caught by other types of separators.

One of kinds of such separator is shown in figure 1b. Its includes three zones of separation - entrance 2, the filtering elements 10 and drip pocket 12.

The filtering elements represent the punched branch pipe framework 10 on which the filter-bed 11 through which when passing drops coalesce is laid (coacervate), integrated and flow down in the collection 5.

Diameter of the filtering elements usually makes from 50 to 100 mm, and the relation of their length to diameter is equal to 12-15. The number of such elements makes from 30 to 50 pieces.

Now such devices as the filter separators of PECO (Perry Equipment Corporation) providing removal from gas not less than 98% of all drops of liquid and firm particles with the sizes more than 1 micron are widely used to office of moisture and mechanical impurity from associated petroleum gas on subjects to preparation and compression of gas. The first compartment of a separator contains the replaced formed elements. Gas is supplied in the first compartment where firm particles and drops of liquid of 10 microns in size can't get into an element also any more and remain outside, moistening the filtering surface. Gradually small drops coalesced among themselves, forming conglomerates, and under the influence of gravitational force separate and brought out of the device. Small and firm particles less than 1 micron in size are caught in the thickness of the filtering element.

One of the main tasks, when using this equipment, is the choice of material of the filtering elements which has to correspond to a number of requirements: fail-safety, wear hardness, availability, low price, possibility of fast repair (replacement).

The formed elements of the filter separator can be made of steel, fiber glass, textiles (mix of cotton and acrylic fibers with addition of wood shaving), etc. At the material choice, it is necessary to be guided not only mechanical characteristics and strength calculations, but also to consider physical and chemical properties and the specific phenomena of process. The phenomenon of wetting of a surface of the filtering elements liquid (a water emulsion) is the cornerstone of process of removal of gas of liquid.

Wetting is widespread in the nature, technique, life and plays an important role in course of many technological processes. Wetting is the behind of process of

extrusion of oil of layer and in case of and drying of natural gas for submission in the trunk pipeline.

Wetting is called set of the phenomena on border of contact of three phases, one of which usually is a solid body and two others – not mixed liquids or liquid and gas.

The drop of liquid can spread on a surface if the surface is well moistened and if the surface is badly moistened, then the drop won't spread.

Intensity of wetting is characterized by the size of a regional angle of the wetting formed by a surface of a solid body from the tangent which is carried out to the surface of liquid from a point of her contact with a surface (fig. 17).

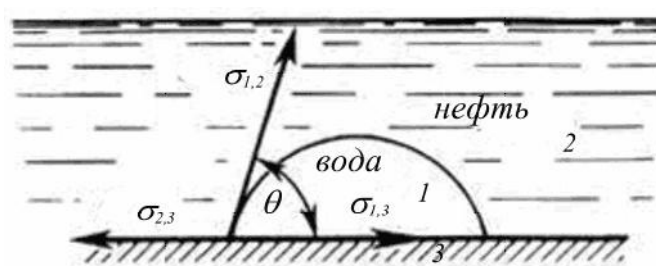


Figure 17 - The drop form caused by superficial tension on various borders of the adjoining phases

The interfacial angle is measured towards more polar phase (in this case towards water). It is accepted to designate conditionally in figure 1 a water phase, figure 2 – hydrocarbonic liquid or gas, figure 3 – a solid body.

The interfacial angle (the angle of wetting) designates a corner which is formed by a liquid drop on the surface of solid substance to this surface. The size of a interfacial angle between liquid and solid substance depends on interaction between substances on a contact surface. The interaction is more insignificant, the value of a interfacial angle is more. Having defined a interfacial angle it is possible to learn certain properties of a surface, such as, superficial energy. The more the interfacial angle, the more difficult to moisten a surface and the less sticking of alien substances to a surface.

When sharp angle – a surface hydrophilic, broad angle– hydrophobic. There are also transitional surfaces (amphoteric) which are well moistened with both polar, and non-polar systems.

The interface angle of wetting depends on a structure of a surface, adsorption of liquids and gases, existence surfactant, temperatures, pressure, electric charge.

The most important feature of wetting consists that it is defined by interaction of liquid and a solid body. This interaction is quantitatively characterized by the size of a interface angle of the wetting forming on a firm surface along linear limit of the section a solid body – liquid – gas (air, liquid) so-called perimeter of wetting.

The interface angle of wetting can be counted in a polar phase. The interface angle, the more difficult it is to wet a surface and the less sticking of alien substances to a surface.

Research objective is definition of a interface angle of wetting of various surfaces and the choice of material of the filtering element of the F-450 filter separator for effective office of drops of a water oil emulsion and mechanical impurity from raw gas.

Object of a research is the Luginetsky gas-compressor station JSC Tomskneft EOC, temperature of raw gas makes $(-5) \div 18$ °C, pressure of $0.13 \div 0.2$ MPas.

As the moistening liquids environments of different polarity were used: the distilled water, water with addition surfactant (sulphanole), kerosene, heptane and a water oil emulsion (WOE) from Luginetsky gas-compressor station. As a firm surface plates from a fluoroplastic (PTFE), polyethylene (PE), polypropylene (software), organic glass, silicate glass, steel, copper and aluminum were used.

Observation of a interface angle of wetting was taken on laboratory installation by method of the spreading drop. The technique was that the drop of liquid was located on a firm surface and was projected on the screen where the angle of wetting presented in the tab. was measured.

Observation of a regional angle of wetting was taken on laboratory installation by method of the spreading drop. The technique was that the drop of liquid was

located on a firm surface and was projected on the screen where the interface angle presented in the table 8 . was measured.

Table 8 - interface angle

Agent	Interface angle of wetting of various surfaces, degree							
	PTFE	PE	PP	glass	organic glass	steel	Cu	Al
Water	102	33	53	7	0,7	41	46	31
Water+ SAW	37	20	17	1	3	32	40	42
Kerosene	15	0,7	3	2	2	1	1	1
Heptane	2	0,5	0,5	0,7	7	0,5	0,5	0,5
WOE	6	13	12	20	41	23	9	15

Analyzing the results obtained, it can be concluded that the surface is best wetted with water from organic and simple glass, and poor wetting is in PTFE. As the water oil emulsion consists from polar and the apolar of components, the formed elements need to be made of the material which is well moistened by water emulsion, chemically steady a little subject to erosive wear and cheap at production. Best of all the filtering elements from the glass fibers having tensile strength, rigidity and a sufficient big specific surface meet these requirements.

The surface made of steel also has high rates, but steel is more subject to erosive wear, and production of the formed elements from corrosion-resistant steel (alloyed) is expensive and inexpedient since these elements are an sump material and are subject to periodic replacement.

Приложение 2

Спецификация
Кожухотрубчатый теплообменник
(ФЮРА ГКС 001 000 СП)

Приложение 3

Спецификация
Фильтр-сепаратор
(ФЮРА ГКС 002 000 СП)