

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



Институт Электронного обучения
Направление подготовки Машины и аппараты химических производств
Кафедра Общей химической технологии

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Разработка основного оборудования установки подготовки нефти Хвойного нефтяного месторождения

УДК 622.276.05 (571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5001	Зернов Евгений Евгеньевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Беляев В.М.	к.т.н. доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н. доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антоневич О.А.	к.б.н. доцент		

По разделу «Механо-технологический раздел»

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

По разделу «Конструктивно-механический раздел»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Беляев В.М.	к.т.н. доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Тихонов В.В.	к.т.н. доцент		

Томск – 2016 г.

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

Институт Электронного образования
Направление подготовки (специальность) Машины аппараты
химического производства
Кафедра Общая химия химическая технология

УТВЕРЖДАЮ:
И.О.Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-5001	Зернов Евгений Евгеньевич

Тема работы:

Разработка основного оборудования установки подготовки нефти
Хвойного нефтяного месторождения

Утверждена приказом директора (дата,
номер)

25.04.2016 г.,

Срок сдачи студентом выполненной
работы:

01.06.2016г.

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.).

**Материалы
практики**

преддипломной

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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>	- Введение; - Технико-экономическое обоснование; - Устройство и работа изделия; - Технологический расчет; - Расчет УБС; - Расчет НГС; - Расчет отстойника; - Расчет дренажной емкости; - Монтаж оборудования - Социальная ответственность. - Экономика
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1 лист технологическая схемы, лист 2-3 общий вид УБС, лист 4 выносные элементы НГС, лист 5 общий вид отстойника, лист 6 общий вид дренажной емкости, лист 7 схема монтажа, лист 8 технико-экономические показатели
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Экономический	Рыжакина Т.Г.
Социальный	Антоневич О.А.
Монтаж оборудования	Семакина О.К.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.02.2016
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Беляев В.М.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5001	Зернов Евгений Евгеньевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-5001	Зернов Евгений Евгеньевич

Институт	ИнЭО	Кафедра	
Уровень образования		Направление/специальность	

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- 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).
- 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- 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).

2. Экологическая безопасность:

- защита селитебной зоны
- 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.

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:

– 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.	
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антоневич О.А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5001	Зернов Евгений Евгеньевич		

Аннотация

В дипломном проекте подобрано и рассчитано основное оборудование, применяемое на первой ступени сепарации нефти от газа при подготовке нефти на промыслах. Произведены технологический и механический расчеты оборудования.

В разделе «Технологический расчет» произведен расчет количества газа, выделяющегося из каждой тонны нефти и подобрано основное оборудование на заданную производительность.

В разделе «Расчет УБС» произведен конструктивный и механический расчет установки блочной сепарационной: расчет диаметров патрубков, произведены расчеты толщины стенок и стандартных эллиптических крышек, расчет укреплений отверстий, расчет фланцевых соединений.

В разделе «Расчет НГС» произведен механический расчет нефтегазосепаратора.

В разделе «Расчет отстойника» произведен механический расчет отстойника.

В разделе «Расчет ДЕ» произведен механический расчет дренажной емкости.

В разделе «Монтаж оборудования» рассмотрены вопросы монтажа оборудования, подобран монтажный кран, рассчитаны стропы и монтажные приспособления.

В разделе «Автоматизация» рассмотрены вопросы автоматизации и регулирования процесса сепарации нефти от газа.

В разделе «Экологическая и производственная безопасность» рассмотрены вопросы обеспечения безопасной работы персонала, производственной санитарии и охраны окружающей среды.

В разделе «Экономика» рассчитана себестоимость подготовки нефти и экономические показатели эффективности вложенных инвестиций для модернизации производства.

Дипломный проект состоит из графической части и пояснительной записки.

The summary

In the degree project the capital equipment used at the first step of separation of oil from gas by preparation of oil on crafts is picked up and designed. Technological and mechanical calculations of the equipment are made.

In section « Technological account » is made calculation of amount of the gas, allocated from each ton of oil and the capital equipment on the set productivity is picked up.

In section « Account MBS » is made constructive and mechanical account of mounting block separator: account of diameters of branch pipes, accounts of thickness of walls and standard elliptic covers, account of strengthening of apertures, account flanges connections are made.

In section « Account OGS » is made mechanical account oil gas separator.

In section « Account of a sediment bowl » is made mechanical account of a sediment bowl.

In section « Account DC » is made mechanical account and account bottom unit of the drainage capacity.

In section "Installation of equipment" questions of installation of equipment are considered, the assembly crane is picked up, slings and assembly adaptations are designed.

In section "Automation" questions of automation and regulation of process of separation of oil from gas are considered.

In section « Ecological and industrial safety » questions of maintenance of safe work of the personnel, industrial sanitary and preservation of the environment are considered.

In section "Economy" the cost price of preparation of oil and economic parameters of efficiency of the enclosed investments for modernization of manufacture is designed.

The degree project will consist of a graphic part and an explanatory note.

Содержание	
1. Введение	6
2. Технико-экономическое обоснование	7
3. Устройство и работа изделия	8
3.1 Установка блочная сепарационная	8
3.2 Нефтегазосепаратор	10
4. Технологический расчет	11
4.1 Подбор технологического оборудования	11
4.1.1 Технологический расчет отстойника	12
5. Расчет УБС	14
5.1 Конструктивный расчет	14
5.1.1 Расчет диаметра патрубков	14
5.2 Механический расчет	15
5.2.1 Расчет толщины цилиндрической обечайки	15
5.2.2 Расчет стандартных эллиптических крышек	20
5.2.3 Расчет укрепления отверстий в оболочках	24
5.2.4 Расчет фланцевых соединений	30
6. Расчет НГС	40
6.1 Расчет толщины цилиндрической обечайки	40
6.2 Расчет стандартных эллиптических крышек	41
6.3 Расчет укрепления отверстий в оболочках	42
6.4 Расчет фланцевых соединений	43
7. Расчет отстойника	44
7.1 Расчет толщины цилиндрической обечайки	44
7.2 Расчет стандартных эллиптических крышек	45
7.3 Расчет укрепления отверстий в оболочках	46
7.4 Расчет фланцевых соединений	47
8. Расчет дренажной емкости	48
8.1 Расчет толщины цилиндрической обечайки	48
8.2 Расчет стандартных крышек	49
8.3 Расчет фланцевых соединений	50
9. Монтаж оборудования	72
9.1 Классификация оборудования по монтажным признакам	72
9.2 Пространственное положение оборудования	73
9.3 Массовые характеристики оборудования	74
9.4 Габаритные характеристики оборудования	75
9.5 Описание способа монтажа и расчет монтажного оборудования	76
9.5.1 Расчет и подбор полиспастов для монтажа технологической емкости	76
9.5.2 Расчет канатных стропов	78
9.5.3 Расчет траверсы	79
10. Социальная ответственность	88
10.1 Введение	88
10.2 Анализ опасных и вредных факторов	89
11. Экономика	123
12.1 Расчет производственной мощности	123

12.2 Режим работы персонала	124
12.3 Организация оплаты труда	126
12.4 Расчет амортизационных отчислений	128
12.5 Расчет себестоимости	129
12.6 Расчет технико-экономических показателей	130
12.7 Расчет точки безубыточности	131
12. Приложения	140

1. Введение.

В последние годы в нефтяной промышленности России наметился определенный рост. Добыча нефти и газового конденсата растет с каждым годом, но сильно изношенное оборудование, оставшееся с советских времен, не позволяет максимально эффективно использовать недра. Несмотря на современное состояние нефтяной промышленности, Россия остается одним из крупнейших в мире производителей, потребителей и экспортеров нефти и продолжает сохранять важные позиции на мировом рынке.

В настоящее время такой вид топлива, как нефть, имеет уникальное и огромное значение. Нефтяная промышленность — это крупный народнохозяйственный комплекс, который живет и развивается по своим закономерностям. Нефть — наше национальное богатство, источник могущества страны, фундамент ее экономики.

Значение нефти в народном хозяйстве велико: это сырье для нефтехимии в производстве синтетического каучука, спиртов, полиэтилена, широкой гаммы различных пластмасс и готовых изделий из них, искусственных тканей; источник для выработки моторных топлив (бензина, керосина, дизельного и реактивных топлив), масел и смазок, а также котельного печного топлива (мазут), строительных материалов (битумы, гудрон, асфальт); сырье для получения ряда белковых препаратов, используемых в качестве добавок в корм скоту для стимуляции его роста.

Россия — единственная среди крупных промышленно развитых стран мира, которая не только полностью обеспечена нефтью, но и в значительной мере экспортирует топливо. Велика ее доля в мировом балансе топливно-энергетических ресурсов, например по разведанным запасам нефти — около 10%.

Для России, как и для большинства стран-экспортеров, нефть — один из важнейших источников валютных поступлений. Удельный вес экспорта нефти и нефтепродуктов в общей валютной выручке страны составляет приблизительно 27%. Роль нефтяного комплекса России как источника бюджетных поступлений постоянно растет. На экспорт поставляются $\frac{2}{5}$ добываемой в стране нефти и $\frac{1}{3}$ от производимых нефтепродуктов.

2. Технико-экономическое обоснование.

Высокие цены на угле водорода стимулируют развитие нефтяной отрасли России. Роста объемов добычи нефти можно добиться как за счет разработки новых месторождений, так и за счет реконструкции, модернизации, подбора оптимально подходящего для старых месторождений оборудования.

Для выгодного использования сильно обводненного фонда скважин, необходимо: сократить потери нефти и нефтепродуктов (связанные с испарением из резервуаров, несовершенством технологических процессов сепарации нефти), снизить металлоемкость сепарационного оборудования (сократить капитальные вложения).

Системы сбора и подготовки нефти составляют около 50% всех затрат на промысловое обустройство, а сепарационные узлы и относящиеся к ним технологические обвязки составляют более 30% общей металлоемкости без учета трубопроводов и наземного оборудования.

За последние годы научно-исследовательскими и проектно-конструкторскими организациями проделана большая работа в области совершенствования технологии и техники промыслового хозяйства. Разработка однетрубных герметизированных систем сбора с применением блочного автоматизированного оборудования создала предпосылки для резкого сокращения потерь нефти и уменьшения металлоемкости.

На основании исследований установлено, что использование внутритрубного разгазирования нефти с применением несложных по конструкции устройств позволяет повысить производительность сепарационного оборудования в 1,5-2 раза, сохранить в нефти большее количество легких фракций по сравнению с обычной многоступенчатой сепарацией.

Блочное оборудование не всегда удовлетворяет требованиям конкретных месторождений, что приводит к снижению эффективности его применения. Резкое увеличение производительности аппаратов и сокращение сроков внедрения может быть достигнуто разработкой несложных для реализации

технических решений направленных усовершенствование оборудования и технологии.

3. Устройство и работа изделия

3.1 Установка блочная сепарационная

Блочная сепарационная установка УБС предназначена для 1 ступени сепарации нефти с одновременным оперативным учетом продукции в системах герметизированного сбора и транспортирования нефти и газа.

В настоящее время разработан нормальный ряд установок УБС на производительность по жидкости от 2 до 16 тыс. м³/сут, и давление от 0.4 до 1.6 МПа.

Установка блочная сепарационная с предварительным отбором газа УБС-6300/6 выполнена в моноблоке и состоит из устройства предварительного отбора газа, технологической емкости, каплеотбойника, запорно-регулирующей арматуры и системы контроля и управления.

Устройство предварительного отбора газа расположено на нисходящем участке трубы. Такая компоновка обеспечивает наилучшее качество разделения нефти и газа. Устройство для отбора газа представляет собой трубу диаметром 350 мм, длиной 12 м, установленную под углом 8°.

Технологическая емкость - цилиндрический сосуд диаметром 1400 мм и длиной 4.8 м. С наружной части емкость имеет патрубки для ввода нефтегазовой смеси, газа, выхода нефти, газа, для пропарки, дренажа и системы контроля и управления. Для профилактического осмотра и ремонта имеются по торцам два люка-лаза. Внутри технологической емкости находятся лоток для распределения поступающей продукции и система перегородок для более полной сепарации нефти от нефтяного газа.

Для предотвращения недопустимого повышения давления в емкости установлены четыре предохранительных клапана. Для исследования эффективности работы сепаратора в различных режимах предусмотрены пробоотборники и штуцеры для установки контрольно-измерительных приборов.

На сепараторе с помощью опор установлен каплеотбойник, представляющий собой емкость с внутренним диаметром 630 мм и длиной 2050 мм, в котором установлены два сетчатых отбойника. Для слива отделившейся нефти и для ввода газа, выделившегося в технологической емкости, в нижней части каплеотбойника имеются два патрубка диаметром 150 мм и один патрубок диаметром 250 мм. На емкости оборудуют площадку для обслуживания. Сам аппарат устанавливают горизонтально на двух опорах на высоте 750 мм от земли.

Работает установка следующим образом. Газожидкостная смесь от скважин поступает в устройство предварительного отбора газа, в котором происходит разделение жидкости и газа. Отделившийся газ отводится по вертикальному стояку в каплеотбойник, где очищается от капельной жидкости и направляется в газопровод.

Нефть из устройства предварительного отбора газа поступает в технологическую емкость и по лотку, где происходит дополнительная сепарация нефти и газа, затем нефть стекает в ее нижнюю часть. Наличие лотка с направляющими пластинами и заслонкой способствует гашению пульсации.

Газ, выделившийся в емкости, через каплеотбойник направляется в газопровод, разгазированная нефть - в нефтепровод.

На газовой линии между каплеотбойником и устройством предварительного отбора газа имеются две задвижки для направления газа из устройства предварительного отбора газа в каплеотбойник или в нефтегазовый сепаратор.

3.2 Нефтегазосепаратор

Нефтегазовые сепараторы, конструкции Центрального конструкторского бюро нефтеаппаратуры (ЦКБН). Проектная производительность сепараторов 2000, 5000, 10000, 20000 и 30000 т/сут по нефти, при объемах емкостей соответственно 8, 14, 28, 56 и 80 м³, давлениях - 0,6; 1,6; 2,5; 4,0; 6,4 МПа, и температурах от 0 до +100° С. Они предназначены для отделения газа от нефти на 1 ступени сепарации и качественной очистки газа перед подачей его в выходной трубопровод.

Сепаратор представляет собой горизонтальный аппарат, внутри которого непосредственно у вводного штуцера смонтированы сливные полки, обеспечивающие выделение основного количества газа. У штуцера выхода газа смонтированы вертикальный и горизонтальный фильтры очистки газа. Штуцер выхода нефти оборудован устройством, предотвращающим образование воронки.

Нефтегазовая смесь поступает через вводной штуцер на сливные полки, где и происходит основное выделение газа. Далее нефть движется по аппарату, занимая по высоте приблизительно половину диаметра, при этом из нефти выделяется газ, не успевший выделиться ранее. Выделившийся газ вместе с частицами нефти, которые находятся во взвешенном состоянии, поступает на фильтры грубой и тонкой очистки газа. Очищенный газ через штуцер выхода газа выводится из аппарата. Дегазированная нефть через штуцер выхода нефти, расположенный в нижней части, также выводится из сепаратора.

Следует отметить, что фактическая производительность сепараторов ЦКБН, эксплуатируемых на месторождениях Западной Сибири, меньше проектной в 2 - 3 раза. Для увеличения производительности данных сепараторов непосредственно на промыслах устанавливают устройства предварительного отбора газа, предложенные институтом СибНИИНП.

4. Технологический расчет

4.1 Подбор технологического оборудования

Технологический расчет производим по методике изложенной в [9]. Количество газа, выделяющееся из каждой тонны нефти в аппарате, приведенное к нормальным условиям, может быть рассчитано по формуле:

$$G = \Gamma_T \cdot R \cdot [D_1 \cdot (1 + R) - 1], \quad (4.1)$$

где Γ_T – газонасыщенность пластовой нефти в м³/т, объём газа приведён к н.у.

$$\Gamma_T = 230 \text{ м}^3/\text{т}.$$

$$R = \frac{\lg \frac{P_1}{P_{S20}}}{\lg(10 \cdot P_{S20})}, \quad (4.2)$$

P_{S20} - давление насыщения нефти при 20°C, МПа;

P_1 - рабочее давление, МПа.

$$P_{S20} = P_s + \frac{20 - t_{пл}}{9.157 + f_{ш}}, \quad (4.3)$$

P_s - давление насыщения нефти газом при пластовой температуре, МПа,
 $P_s = 10.2$ МПа;

$t_{пл}$ - пластовая температура, $t_{пл} = 54^\circ \text{C}$

$$f_{ш} = \frac{701.8}{(N_{CH_4} - 0.8 \cdot N_A) \cdot \Gamma_T}, \quad (4.4)$$

N_{CH_4} ; N_A - молярная доля метана и азота соответственно, в газе однократного разгазирования нефти до атмосферного давления при 20°C, $N_{CH_4} = 0.3906$,
 $N_A = 0.0278$.

$$D_1 = 4.06 \cdot (\bar{\rho}_H \cdot \bar{\rho}_T - 1.045), \quad (4.5)$$

$$\bar{\rho}_H = \rho_H / 1000, \quad (4.6)$$

$\bar{\rho}_T$ - относительная (по воздуху) плотность газа однократного разгазирования нефти, $\bar{\rho}_T = 1.09$;

ρ_H - плотность дегазированной нефти при 20°C и атмосферном давлении, $\rho_H = 860 \text{ кг / м}^3$.

По формуле (4.4) находим:

$$f_{ш} = \frac{701.8}{230 \cdot (0.3906 - 0.8 \cdot 0.0278)} = 8.28$$

Находим давление насыщения нефти газом при 20°C:

$$P_{s20} = 10.2 + \frac{20 - 54}{9.157 + 8.28} = 12.15 \text{ МПа}$$

Рассчитываем вспомогательные коэффициенты:

$$R = \frac{\lg \frac{1.4}{12.15}}{\lg(10 \cdot 12.15)} = -0.449$$

$$D_1 = 4.06 \cdot (0.86 \cdot 1.09 - 1.045) = -0.437$$

Зная вспомогательные коэффициенты, находим количество газа выделяющееся из каждой тонны нефти при условиях в аппарате:

$$G = 230 \cdot (-0.449) \cdot [(-0.437) \cdot (1 - 0.449) - 1] = 116.7 \text{ м}^3/\text{т}.$$

Так как нагрузка по нефтяной эмульсии составляет 3200 м³/сут. то соответствующая нагрузка по газу составит:

$$Q_r = 3200 \cdot 860 \cdot 10^{-3} \cdot 116.7 = 309805.8 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

По известным нагрузкам по газу и жидкости подбираем [13] стандартные НГС и УБС.

Установка блочная сепарационная УБС 6300/16:

- производительность установки 6300 м³ сырой нефти в сутки;
- производительность по газу 350000 м³/сут;
- рабочее давление 1.6 МПа;
- газовый фактор 120 м³/т;
- температура сырья не более 50°C;
- рабочая среда - сырая нефть с содержанием сероводорода не более 0.2 %.

Нефтегазосепаратор НГС 16-2200:

- производительность по сырой нефти 10000 м³;
- производительность по газу 600000 м³;
- рабочее давление 1.6 МПа;
- газовый фактор 120 м³/т;
- температура сырья не более 50°C;
- рабочая среда - сырая нефть с содержанием сероводорода не более 0.2 %.

Фактическая производительность сепараторов типа НГС в 2 – 3 раза ниже проектной.

4.1.1 Технологический расчет отстойника

Технологический расчет отстойника состоит в определении его длины и диаметра.

Диаметр отстойника рассчитывается по следующей формуле:

$$D = k \cdot \frac{V}{1820 \cdot n_0 \cdot \nu},$$

где $\nu = 10 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ – вязкость нефти;

$V=200 \text{ м}^3$ – объем отстойника;

$n_0=1$;

$k=0.00029$;

$$D = 0.00029 \cdot \frac{200}{1820 \cdot 1 \cdot 10 \cdot 10^{-6}} = 3.187 \text{ м}$$

Основное условие процесса отстаивания состоит в следующем:

$$\tau_0 < \tau_n$$

где τ – время отстаивания.

Если допустить, что $\tau_0 = \tau_n$, то:

$$\frac{D}{\omega_0} = \frac{L}{\omega_n}$$

Из условия обеспечения необходимого времени для отстоя частиц получаем следующую формулу, определяющую длину отстойника:

$\omega_0=0.001$;

$$L = k \cdot \frac{V}{0.785 \cdot D \cdot n_0 \cdot \omega_0} = 0.00029 \cdot \frac{200}{0.785 \cdot 3.187 \cdot 1 \cdot 0.001} = 23.183 \text{ м}$$

По полученным данным подбираем стандартный отстойник [13]:

Отстойник ОГ – 200С:

-Рабочая среда – нефть, газ, пластовая вода;

-Пропускная способность по товарной нефти, т/сут до 6000;

-Рабочее давление 0.6 МПа;

-Температура среды до 100⁰С;

-Вместимость аппарата 200 м³;

-Габаритные размеры 25420х6660х5780;

-Масса 48105 кг.

5.Расчет УБС

5.1 Конструкционный расчет

5.1.1 Расчет диаметра патрубков

Подбор патрубков производим исходя из формулы объёмного расхода:

$$V = S \cdot v,$$

где V – объёмный расход среды, м³/с;

S – площадь поперечного сечения, м²;

v – скорость среды, м/с.

$$S = \frac{\pi \cdot d^2}{4},$$

где d – диаметр патрубка, м.

$$V = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot v,$$

отсюда:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot V}{\pi \cdot v}}$$

Патрубок входа сырой нефти.

Среда проходящая через патрубок – жидкость	
Массовый расход среды	0.53 кг/с
Плотность среды	860 кг/м ³
Диаметр патрубка	350 мм
Скорость среды	0.07 м/с

Патрубки входа и выхода газа.

Среда проходящая через патрубок – газ	
Массовый расход среды	0.78 кг/с
Плотность среды	1.09 кг/м ³
Диаметр патрубка	150 мм
Скорость среды	40.514 м/с

Патрубок выхода разгазированной нефти.

Среда проходящая через патрубок – жидкость	
Массовый расход среды	0.5 кг/с
Плотность среды	860 кг/м ³
Диаметр патрубка	200 мм
Скорость среды	0.07 м/с

5.2 Механический расчет

5.2.1 Расчет толщины цилиндрической обечайки технологической емкости.

Производим по методике изложенной в [18].

Условие прочности:

в рабочем состоянии

$$P \leq [P]$$

где: P — рабочее давление в аппарате, МПа;

$[P]$ — допускаемое давление в рабочем состоянии, МПа.

при испытаниях

$$P_{\text{и}} \leq [P]_{\text{и}}$$

где: $P_{\text{и}}$ — пробное давление при испытаниях, МПа;

$[P]$ — допускаемое давление при испытаниях, МПа.

$$[P] = 2 \times \varphi \times [\sigma] \times (S - c) / (D + S - c); \quad (8.1)$$

$$[P]_{\text{и}} = 2 \times \varphi \times [\sigma]_{\text{и}} \times (S - c) / (D + S - c). \quad (8.2)$$

где: φ — коэффициент прочности сварных швов;

$[\sigma]$ — допускаемое напряжение для рабочего состояния, МПа, определяется по формуле:

$$[\sigma] = \eta \times \sigma^* \quad (8.3)$$

где: σ^* — нормативное допускаемое напряжение при расчетной температуре, МПа;

η — поправочный коэффициент, учитывающий вид заготовки.

$[\sigma]_{\text{и}}$ — допускаемое напряжение при испытаниях:

$$\text{гидравлических} — [\sigma]_{\text{и}} = \sigma_{\text{т } 20} / 1,1; \quad (8.4)$$

$$\text{пневматических} — [\sigma]_{\text{и}} = \sigma_{\text{т } 20} / 1,2, \quad (8.5)$$

где: $\sigma_{\text{т } 20}$ — минимальное значение предела текучести при температуре 20°C, МПа.

S — исполнительная толщина стенки обечайки, м

$$S = S_{\text{р}} + c + c_0, \quad (8.6)$$

где: $S_{\text{р}}$ — расчетная толщина стенки цилиндрической обечайки, мм;

c — прибавка на коррозию, мм;

c_0 — прибавка на округление размера до стандартного значения, мм.

$$c = c_1 + c_2 + c_3 \quad (8.7)$$

где: c_1 — прибавка для компенсации коррозии и эрозии, м;

c_2 — прибавка для компенсации минусового допуска, м;

c_3 — технологическая прибавка, м.

Прибавка для компенсации коррозии и эрозии рассчитывается по формуле:

$$c_1 = \Pi \times \tau_{\text{в}} + c_3 \quad (8.8)$$

где: $c_э$ — прибавка для компенсации эрозии, м;
 Π — проницаемость среды в материал, мм / год;
 $\tau_в$ — срок службы аппарата, лет.

Расчетная толщина стенки определяется по формуле:

$$S_p = \max \left\{ \begin{array}{l} P_p \times D / (2 \times \phi \times [\sigma] - P_p) \\ P_{и} \times D / (2 \times \phi \times [\sigma]_{и} - P_{и}) \end{array} \right. \quad (8.9)$$

$$S_p = \max \left\{ \begin{array}{l} P_p \times D / (2 \times \phi \times [\sigma] - P_p) \\ P_{и} \times D / (2 \times \phi \times [\sigma]_{и} - P_{и}) \end{array} \right. \quad (8.10)$$

где: P_p — расчетное давление, МПа;

$P_{и}$ — пробное давление при испытаниях, МПа, табл. 1.1 [18]

D — внутренний диаметр цилиндрической оболочки, м;

Расчетное давление определяется по формуле:

$$P_p = P + P_{г} \quad (8.11)$$

где: P — рабочее давление, МПа;

$P_{г}$ — гидростатическое давление среды, МПа, определяется по формуле:

$$P_{г} = g \times \rho_c \times H \quad (8.12)$$

где: g — ускорение свободного падения, $g = 9,8 \text{ м / с}^2$;

ρ_c — плотность среды в аппарате, кг / м^3 ;

H — высота обечайки, м.

Если $(P_{г} / P) \times 100\% \leq 5\%$, то $P_p = P$

Расчет цилиндрической оболочки по изложенной выше методике проведем при помощи программы MathCAD.

Определим гидростатическое давление $P_{г}$, МПа:

внутреннем диаметре аппарата:

$$D_{вн} := 1.4 \text{ м}$$

при

рабочем давлении среды:

$$P_p := 1.6 \text{ МПа}$$

коэффициенте прочности сварных швов

(автоматическая дуговая электросварка):

$$\phi := 1$$

допускаемом напряжении стали 09Г2С при $t=20 \text{ }^{\circ}\text{C}$:

$$\sigma_{доп20} := 170 \text{ МПа}$$

допускаемом напряжении стали 09Г2С при $t=100 \text{ }^{\circ}\text{C}$:

$$\sigma_{доп100} := 160 \text{ МПа}$$

минимальном значении предела текучести стали 09Г2С
при $t=20 \text{ }^{\circ}\text{C}$:

$$\sigma_{г} := 280 \text{ МПа}$$

плотности рабочей среды:

$$\rho_{ср} := 827 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

скорости коррозии материала:

$$\Pi := 0.1 \frac{\text{мм}}{\text{год}}$$

предполагаемом сроке службы аппарата:

$$\tau := 20 \text{ лет}$$

Находим допускаемое напряжение стали 09Г2С при гидравлических испытаниях по формуле 8.4:

$$\sigma_{\text{исп}} := \frac{\sigma_T}{1.1}$$

$$\sigma_{\text{исп}} = 254.55 \text{ МПа}$$

Рассчитываем гидростатическое давление по формуле 8.12:

$$P_T := \frac{\rho_{\text{ср}} \cdot D_{\text{вн}} \cdot 9.81}{10^6}$$

$$P_T = 0.01 \text{ МПа}$$

$$\frac{P_T \cdot 100}{P_p} = 0.71 \text{ , что меньше 5\%, следовательно гидростатическое давление не учитываем.}$$

Пробное давление при гидравлическом испытании, рассчитываем в соответствии с формулой:

$$P_{\text{и}} := 1.25 \cdot P_p \cdot \frac{\sigma_{\text{доп}20}}{\sigma_{\text{доп}100}} \quad (8.13)$$

$$P_{\text{и}} = 2.13 \text{ МПа}$$

Прибавка к расчетной толщине стенки для компенсации коррозии определяем по формуле 8.8:

$$c := P \cdot \tau \rightarrow 2.0 \text{ мм}$$

Определяем расчетную и исполнительную толщину стенки цилиндрической обечайки с учётом прибавки на коррозию в соответствии с формулами 8.9 и 8.10:

при рабочих условиях:

$$Sp1 := P_p \cdot \frac{D_{\text{вн}} \cdot 1000}{(2 \cdot \phi \cdot \sigma_{\text{доп}100} - P_p)} + c$$

$$Sp1 = 9.04 \text{ мм}$$

при гидравлических испытаниях:

$$Sp2 := P_{\text{и}} \cdot \frac{D_{\text{вн}} \cdot 1000}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{\text{исп}} - P_{\text{и}}} + c$$

$$Sp2 = 7.87 \text{ мм}$$

Принимаем максимальное значение толщины стенки обечайки и округляем до стандартного значения

$$S_{ио} := 10 \text{ мм}$$

$$\frac{S_{ио} - c}{D_{вн} \cdot 1000} = 5.71 \times 10^{-3} < 0.1 \Rightarrow \text{условие применимости формул для тонкостенного сосуда выполняется.}$$

Находим допускаемое давление по формулам 8.1 и 8.2:

$$P_{доп1} := \frac{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{доп100} \cdot (S_{ио} - c)}{D_{вн} \cdot 1000 + S_{ио} - c}$$

$$P_{доп1} = 1.82 \text{ МПа} \text{ — в рабочих условиях}$$

$$P_{доп2} := \frac{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{исп} \cdot (S_{ио} - c)}{D_{вн} \cdot 1000 + S_{ио} - c}$$

$$P_{доп2} = 2.89 \text{ МПа} \text{ — при проведении гидравлических испытаний}$$

Расчет стандартных эллиптических крышек

Расчет производим по методике изложенной в [18].

Условие прочности:

в рабочем состоянии

$$P \leq [P]$$

при испытаниях

$$P_{и} \leq [P]_{и}$$

Допускаемое давление:

в рабочем состоянии

$$[P] = 2 \cdot \phi \cdot [\sigma] \cdot (S_{э} - c) / (D + 0.5(S_{э} - c)), \quad (8.14)$$

при испытаниях

$$[P]_{и} = 2 \cdot \phi \cdot [\sigma]_{и} \cdot (S_{э} - c) / (D + 0.5(S_{э} - c)). \quad (8.15)$$

где: $S_{э}$ — исполнительная толщина стандартного эллиптического днища (крышки), м.

$$S_{э} = S_{э\text{р}} + c + c_0, \quad (8.16)$$

где: $S_{э\text{р}}$ — расчетная толщина стандартного эллиптического днища (крышки), м.

Расчет стандартных эллиптических днищ (крышек) нефтегазосепаратора по изложенной выше методике проведем при помощи программы MathCAD.

Определение толщины стенки эллиптического днища нефтегазового сепаратора.

Расчётная толщина стенки эллиптического днища :

при рабочих условиях:

$$S_{р\text{дн}1} := \left(P_p \cdot \frac{D_{вн} \cdot 1000}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{доп100} - 0.5 \cdot P_p} \right) + c \quad (8.17)$$

$$S_{р\text{дн}1} = 9.02 \text{ мм}$$

при гидравлических испытаниях:

$$S_{р\text{дн}2} := \left(P_{и} \cdot \frac{D_{вн} \cdot 1000}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{исп} - 0.5 \cdot P_{и}} \right) + c \quad (8.18)$$

$$S_{р\text{дн}2} = 7.86 \text{ мм}$$

Из условия округления толщины стенки эллиптической крышки принимаем максимальное значение толщины и округляем до стандартного значения

$$S_{идн} := 10 \text{ мм}$$

Находим допускаемое давление по формулам 8.14 и 8.15:

при рабочих условиях:

$$P_{доп\text{дн}1} := 2 \cdot \phi \cdot \sigma_{доп100} \cdot \frac{(S_{идн} - c)}{D_{вн} \cdot 1000 + 0.5 \cdot (S_{идн} - c)}$$

$$P_{доп\text{дн}1} = 1.82 \text{ МПа}$$

при гидравлических испытаниях :

$$P_{доп\text{дн}2} := 2 \cdot \phi \cdot \sigma_{исп} \cdot \frac{(S_{идн} - c)}{D_{вн} \cdot 1000 + 0.5 \cdot (S_{идн} - c)}$$

$$P_{доп\text{дн}2} = 2.9 \text{ МПа}$$

Таким образом:

Для обечайки

$$P_p = 1.6 \text{ МПа} < P_{доп1} = 1.82 \text{ МПа}$$

$$P_{и} = 2.13 \text{ МПа} < P_{доп2} = 2.89 \text{ МПа}$$

Для эллиптической крышки

$$P_p = 1.6 \text{ МПа} < P_{\text{допдн1}} = 1.82 \text{ МПа}$$

$$P_i = 2.1 \text{ МПа} < P_{\text{допдн2}} = 2.9 \text{ МПа}$$

Таким образом при толщине стенки $s=10$ мм обеспечивается прочность эллиптической крышки, при толщине стенки $s=10$ мм обеспечивается прочность цилиндрической обечайки горизонтально стоящего нефтегазового сепаратора как в рабочем состоянии, так и при гидравлических испытаниях.

Расчет укрепления отверстий в оболочках

Расчет производим по методике изложенной в [18].

Расчет укрепления отверстий в стенках цилиндрических обечаек и эллиптических днищах из пластичных материалов, работающих при статических нагрузках, ограничивается условиями:

$$(d / D_v) \leq 0,6;$$

$$(S / D_v) \leq 0,05$$

Рис. 8.2 — К расчету укрепления отверстия

где: d — диаметр отверстия, м;

D_v — внутренний диаметр обечайки или днища, м;

S — толщина стенки, м.

Расчетный диаметр круглого отверстия штуцеров:

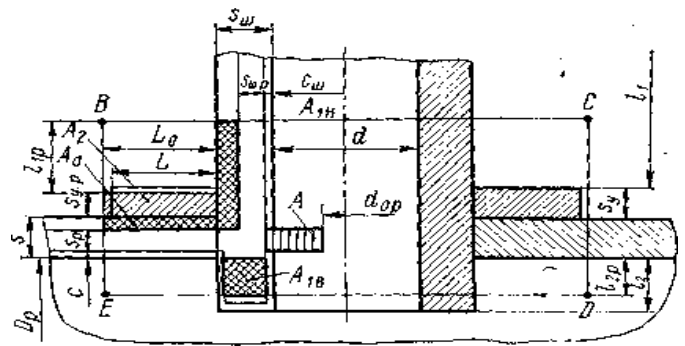
а) в цилиндрических или конических обечайках, если ось отверстия нормальна к их оси или наклонена в плоскости поперечного сечения оболочки, а также для нормального штуцера сферической и эллиптической оболочек:

$$d_p = d + 2 - c_{ш}; \quad (8.21)$$

где: d_p — расчетный диаметр штуцера, м;

$c_{ш}$ — прибавка на коррозию штуцера, м;

б) для смещенного штуцера на эллиптическом днище:



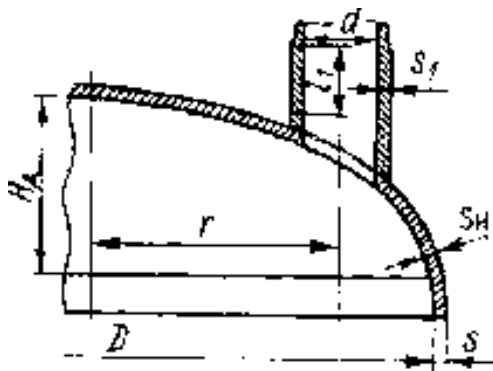


Рисунок 8.3 — Смещенный штуцер на эллиптическом днище

$$d_p = (d + 2 \cdot c_{ш}) / \sqrt{1 - (2 \cdot r \cdot D_p)^2}; \quad (8.22)$$

где: r — расстояние от центра укрепляемого отверстия до оси эллиптического днища, мм;

$$r < 0,4 \cdot D_p - 0,5 \cdot (d + 2 \cdot S_{ш}), \quad (8.23)$$

D_p — расчетный диаметр укрепляемого элемента.

Расчетная длина внешней и внутренней частей штуцера, участвующих в укреплении отверстия, мм:

$$l_{1p} = \min \{ l_1; 1,25 \cdot \sqrt{(d + 2 \cdot c_{ш})(S_{ш} - c_{ш})} \} \quad (8.24)$$

$$l_{2p} = \min \{ l_2; 0,5 \cdot \sqrt{(d + 2 \cdot c_{ш})(S_{ш} - c_{ш})} \} \quad (8.25)$$

где: l_1 и l_2 — фактическая длина соответственно внешней и внутренней части штуцера.

Расчетная длина образующей оболочки в зоне укрепления:

$$L_o = \sqrt{D_p (S_{y.p.} + S - c)}, \quad (8.26)$$

где: $S_{y.p.}$ — расчетная толщина накладного кольца, мм;

S — исполнительная толщина стенки укрепляющей оболочки, мм;

c — прибавка к расчетной толщине конструктивного элемента, мм.

Расчетный диаметр отверстия, не требующего укрепления, при отсутствии избыточной толщины стенки укрепляемого элемента:

$$D_{o.p} = 0,4 \sqrt{D_p (S - c)}. \quad (8.27)$$

Условия укрепления одиночных отверстий.

Наибольший диаметр одиночного отверстия, не требующего дополнительного укрепления:

$$d_o = 2 \{ [(S - c) / (S_p - 0,8)] \cdot \sqrt{D_p (S - c)} + c_{ш} \} \quad (8.28)$$

Условие укрепления отверстий утолщением стенки аппарата, штуцером, накладным кольцом или комбинированным укреплением:

$$[(1_{1p} + S_{yp} + S + S_p - c) \cdot (S_{ш} - S_{ш.р.} - c_{ш}) + l_{2p} \cdot (S_{ш} \cdot 2 \cdot c_{ш})] \cdot \chi_1 + \\ + \sqrt{D_p (S_{y.p.} + S - c)} \cdot (\chi_2 \cdot S_{y.p.} + S - S_p - c) \geq 0,5 \cdot (d_p - d_{o.p.}) \cdot S_p \quad (8.29)$$

где: $\chi_1 = [\sigma]_{ш} / [\sigma]$, $\chi_2 = [\sigma]_y / [\sigma]$,

где: $[\sigma]_{ш}$ — допускаемое напряжение материала штуцера, МПа;

$[\sigma]_y$ — допускаемое напряжение усиливающего элемента, МПа.

D_p — расчетный диаметр укрепляемого элемента:

цилиндрической оболочки $D_p = D$

$$\text{стандартного эллиптического днища } D_p = 2 \cdot D \cdot \sqrt{1 - 3(r/D)^2} \quad (8.30)$$

где: $r < 0,4D - 0,5(d + 2S_{ш})$ — расстояние от центра укрепляемого отверстия до оси эллиптического днища.

Расчет укрепления отверстий в стенках цилиндрических обечаек и в эллиптических днищах нефтегазосепаратора по изложенной выше методике проведём при помощи программы MathCAD.

8.3.1 Расчёт укрепления отверстий в цилиндрической обечайке

$$D_p := D_{вн} \cdot 1000$$

$$D_p = 1.4 \times 10^3 \text{ мм}$$

По ГОСТ 24755—81 расчётный диаметр одиночного отверстия, не требующего дополнительного укрепления, при наличии избыточной толщины стенки сосуда по формуле 8.28 равен:

$$2 \cdot \left(\frac{S_{ио} - c}{S_{p1}} - 0.8 \right) \cdot \sqrt{D_p \cdot (S_{ио} - c)} = 18.08 \text{ мм}$$

Следовательно, отверстия значения диаметра которых больше, необходимо укреплять.

Рассчитаем укрепление отверстия для штуцера 3, изготовленного из стали 09Г2С. Расчётная схема представлена на рисунке 8.2 (укрепление отверстия с помощью накладного кольца).

Расчётная толщина стенки с учётом прибавки на коррозию будет определяться по формуле 8.18:

$$S_{ршт3} := R_{и} \cdot \frac{d_{шт3}}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{доп20} - R_{и}} + c$$

$$S_{ршт3} = 5.14 \text{ мм}$$

Исполнительную толщину стенки входного штуцера принимаем:

$$S_{шт3} := 10 \text{ мм}$$

Тогда расчётная прибавка стенки участвующая в укреплении будет равна:

$$S_{шт3} - S_{ршт3} = 4.86 \text{ мм}$$

Расчётный диаметр круглого отверстия штуцера по формуле 8.21:

$$d_{ршт3} := d_{шт3} + 2 \cdot c$$

$$d_{ршт3} = 504 \text{ мм}$$

Расчётная длина внешней и внутренней частей штуцера, участвующих в укреплении отверстия рассчитывается по формулам 8.24 и 8.25:

$$l_{1ршт3} := 1.25 \cdot \sqrt{(d_{шт3} + 2 \cdot c) \cdot (S_{шт3} - c)}$$

$$l_{1ршт3} = 79.37 \text{ мм}$$

$$l_{2ршт3} := 0.5 \cdot \sqrt{(d_{шт3} + 2 \cdot c) \cdot (S_{шт3} - c)}$$

$$l_{2ршт3} = 31.75 \text{ мм}$$

Принимаем толщину накладного кольца равной толщине стенки обечайки;

$$S_{нк} := 10 \text{ мм}$$

Расчётная длина образующей оболочки в зоне укрепления.

$$\sqrt{D_p \cdot (S_{нк} - c)} = 105.83$$

Принимаем:

$$L_{o3} := 160 \text{ мм}$$

Находим расчётный диаметр отверстия не требующего укрепления при отсутствии избыточной толщины стенки укрепляемого элемента;

$$d_{op} := 0.4 \cdot \sqrt{D_p \cdot (S_{но} - c)}$$

$$d_{op} = 42.33 \text{ мм}$$

Проверяем условие укрепления отверстия накладным кольцом (изготовленного из стали 09Г2С) для входного штуцера.

при

$$\chi_1 := 1$$

$$\chi_2 := 1$$

$$(l_{1шт3} + S_{нк} + S_{но} - S_{p1} - c) \cdot (S_{шт3} - S_{ршт3} - c) + l_{2ршт3} \cdot (S_{шт3} - 2 \cdot c) \cdot \chi_1 = 442.73$$

$$\sqrt{D_p \cdot (S_{нк} + S_{но} - c)} \cdot (\chi_2 \cdot S_{нк} + S_{но} - S_{p1} - c) = 1.42 \times 10^3$$

$$786.52 + 2.41 \times 10^3 = 3.2 \times 10^3 > 0.5 \cdot (d_{ршт3} - d_{op}) \cdot S_{p1} = 2.09 \times 10^3$$

Как видно из неравенства условие укрепления отверстия накладным кольцом для входного штуцера выполняется.

8.3.2 Укрепление отверстий в эллиптическом днище

Проверяем необходимость укрепления отверстия под люк-лаз в эллиптическом днище.

Находим расчётный диаметр эллиптического днища по формуле 8.30:
где

расстояние от центра укрепляемого отверстия до оси эллиптического днища: $r := 0$ мм

$$D_{р\text{дн}} := 2 \cdot D_{вн} \cdot 1000 \cdot \sqrt{1 - 3 \cdot \left(\frac{r}{D_{вн} \cdot 1000} \right)^2}$$

$$D_{р\text{дн}} = 6 \times 10^3 \text{ мм}$$

По ГОСТ 24755—81 расчётный диаметр одиночного отверстия, не требующего дополнительного укрепления, при наличии избыточной толщины стенки в эллиптическом днище равен:

$$2 \cdot \left(\frac{S_{идн} - c}{S_{р\text{дн}1}} - 0.8 \right) \cdot \sqrt{D_{р\text{дн}} \cdot (S_{идн} - c)} = 599.82 \text{ мм}$$

Следовательно, отверстие в эллиптическом днище под люк-лаз не требует дополнительного укрепления.

Расчет укрепления отверстий технологической емкости:

люка-лаза – К, для предохранительного клапана – Л, входа газа – М, для ДУЖ-1М – Н, входа отделившейся жидкости – П, выхода газа – Р, люка-лаза – К, выхода нефти – У, и входа воды – Ш, для дренажа – Ф, для пропарки – Ц, для гидроочистки – Ч, для манометра – Щ, произведен аналогично результаты расчетов приведены в таблице 5.1

Укрепляемое отверстие и его обозначение на чертеже	Результат расчета.									
	Расчетная длина внешней части штуцера, участвующая в укреплении отверстия: Lp1, мм	Расчетная длина внутренней части штуцера, участвующая в укреплении отверстия: Lp2, мм	Исполнительная толщина стенки штуцера Sш, мм	Расчетная толщина стенки штуцера Spш, мм	Толщина укрепляющего кольца Syp, мм	Расчетная ширина накладного кольца L, мм	Расчетный диаметр круглого отверстия штуцера dp, мм	Расчетный диаметр отверстия, не требующий укрепления, при отсутствии избыточной толщины стенки укрепляемого элемента dop, мм	Площадь укрепляющего сечения внешней и внутренней частей штуцера a, мм ²	Расчетная площадь вырезанного сечения w, мм ²
Отверстие входа нефтяной эмульсии – И.	76,035	30,414	10	1,667	5	124,097	354	36,661	1342	1203
Отверстие люка-лаза – К	90,139	36,056	8	2,382	6	129,615	504	36,661	1706	1665
Отверстие для предохранительного клапана – Л	51,539	20,616	8	0,714	2	105,83	154	36,661	635,601	587,235
Отверстие входа газа – М.	51,539	20,616	8	0,714	2	105,83	154	36,661	635,601	587,235
Отверстие для ДУЖ-1М – Н	58,63	23,452	8	0,953	3	112,25	204	36,661	839,979	741,235
Отверстие входа отделившейся жидкости – П	43,301	17,321	8	0,475	2	105,83	104	36,661	556,359	433,235
Отверстие выхода газа – Р.	51,539	20,616	8	0,714	2	105,83	154	36,661	635,601	587,235
Отверстие для пробоотборника-С	33,072	13,229	8	0,238	2	105,83	54	36,661	465,429	279,235
Отверстие для указателя уровня-Т	33,072	13,229	8	0,238	2	105,83	54	36,661	465,429	279,235
Отверстие выхода нефти – У	64,952	25,981	8	1,191	4	118,322	254	36,661	1053	895

Отверстие для дренажа – Ф.	51,539	20,616	8	0,714	2	105,83	154	36,661	635,601	587,235
Отверстие для пропарки – Ц	33,072	13,229	8	0,238	2	105,83	54	36,661	465,429	279,235
Отверстие для гидроочистки – Ч.	90,139	36,056	8	2,382	6	129,615	504	36,661	1706	1665
Отверстие входа воды – Ш.	64,952	25,981	8	1,191	4	118,322	254	36,661	1053	895

8.4 Расчет фланцевых соединений

Расчет производим по методике изложенной в [18].

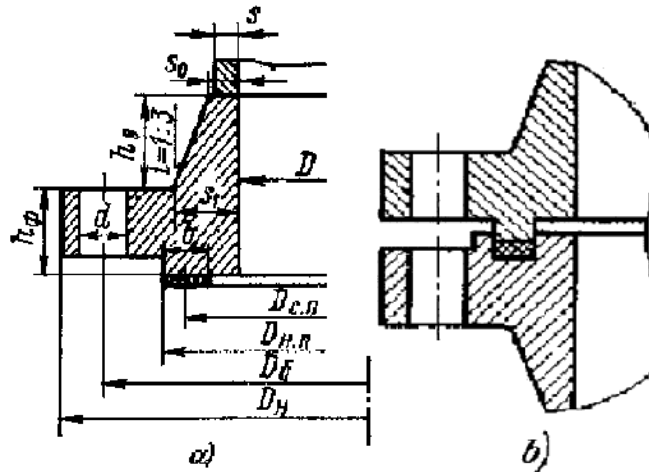


Рисунок 8.4 — а) Конструкция фланца (приварной встык); б) тип уплотнительной поверхности (шип—паз)

1) Толщина S_0 втулки фланца:

$$S \leq S_0 \leq 1,3 S,$$

Но во всех случаях $S_0 - S \leq 5 \text{ мм}$.

2) Толщина S_1 у основания втулки приварного встык фланца:

$$S_1 = \beta_1 \cdot S_0, \quad (8.31)$$

при этом β_1 принимается по рис. 1.39 [18].

3) Высота h_v втулки фланца:

$$h_v \geq (1/i) \cdot (S_1 - S_0), \quad (8.32)$$

где i — уклон втулки, $i = 1/3$

4) Диаметр болтовой окружности:

$$D_b \geq D + 2 \cdot (S_1 + d_b + u), \quad (8.33)$$

где d_b — наружный диаметр болта, м;

u — нормативный зазор между гайкой и втулкой, м.

5) Наружный диаметр фланца:

$$D_n = D_b + a, \quad (8.34)$$

где a — конструктивная добавка для размещения гаек по диаметру фланца.

6) Наружный диаметр прокладки:

$$D_{н.п} = D_b - e, \quad (8.35)$$

где e — нормативный параметр, зависящий от типа прокладки.

7) Средний диаметр прокладки:

$$D_{с.п} = D_{н.п} - b, \quad (8.36)$$

где b — ширина прокладки, мм.

8) Количество болтов, необходимых для обеспечения герметичности соединения:

$$n_b \geq \pi \cdot D_b / t_{ш} \quad (8.37)$$

где $t_{ш}$ — рекомендуемый шаг расположения болтов.

9) Высота (толщина) фланца ориентировочно:

$$h_6 \geq \lambda_\phi \sqrt{D \cdot S_{\text{ЭК}}}, \quad (8.38)$$

где λ_ϕ — принимается согласно рис.1.40 [18],

$S_{\text{ЭК}}$ — эквивалентная толщина втулки, м.

$$S_{\text{ЭК}} = S_0 \cdot \left[1 + \frac{h_B \cdot (\beta_1 - 1)}{h_B + 0,25 \cdot (\beta_1 + 1) \cdot \sqrt{D \cdot S_0}} \right]; \quad (8.39)$$

$$\beta_1 = \frac{S_1}{S_0}; \quad (8.40)$$

10) Расчетная длина болта:

$$l_6 = l_{6.0} + 0,28 \cdot d_6, \quad (8.41)$$

где $l_{6.0}$ — расстояние между опорными поверхностями головки болта и гайки:

$$l_{6.0} = 2 \cdot (h_\phi + h_\Pi). \quad (8.42)$$

11) Нагрузки, действующие на фланец:

равнодействующая внутреннего давления:

$$F_g = P_p \cdot \pi \cdot D_{\text{с.п.}}^2 / 4 \quad (8.43)$$

12) Реакция прокладки:

$$R_\Pi = \Pi \cdot D_{\text{с.п.}} \cdot b_0 \cdot R_{\text{пр.}} \cdot P_p, \quad (8.44)$$

где b_0 — эффективная ширина прокладки, м;

$K_{\text{пр}}$ — коэффициент, зависящий от материала и риала и конструкции прокладки.

13) Усилие, возникающее от температурных деформаций, $F_T = 0$, так как температура соединения в рабочем состоянии равна температуре при его монтаже (20 град.).

$$K_{\text{ж}} = \frac{Y_\phi + 0,5 \cdot Y_\phi \cdot (D_B - B - S_{\text{ЭК}}) \cdot (D_B - D_{\text{СП}})}{Y_\Pi + Y_B + 0,5 \cdot Y_\phi \cdot (D_B - D_{\text{СП}}) \cdot 2}, \quad (8.45)$$

где Y_ϕ , Y_Π , Y_6 — податливость фланца, прокладки, болтов;

$$Y_6 = \frac{l_B}{E_B \cdot f_s \cdot n_B}, \quad (8.46)$$

где E_6 — модуль упругости материала болта.

$$Y_\Pi = \frac{K_\Pi \cdot h_\Pi}{E_\Pi \cdot \Pi \cdot D_{\text{сп}} \cdot b}; \quad (8.47)$$

$$E_\Pi = 4 \cdot \frac{l_B + b}{2 \cdot H \cdot n}, \quad (8.48)$$

где h_Π — высота прокладки, м;

K_Π — коэффициент обжатия прокладки;

$$Y_\phi = [1 \cdot U \cdot (1 + 0,9 \cdot \lambda_\phi^1)] - \varphi_2 / (h_\phi^3 \cdot E), \quad (8.49)$$

где U , φ_2 , λ_ϕ^1 — безразмерные параметры;

$$U = 1/[1+0,9 \cdot \lambda_{\phi} \cdot (1 + \varphi_1 \cdot h_{\phi}^2/S_{\text{эк}}^2)];$$

(8.50)

$$\lambda_{\phi} = \frac{h_{\phi}}{\sqrt{D - S_{\text{эк}}}}; \quad (8.51)$$

$$\varphi_1 = 1,28 \cdot \lg \cdot (D_{\text{н}} / D); \quad (8.52)$$

$$\varphi_2 = \frac{D_{\text{н}} + D}{D_{\text{н}} - D}. \quad (8.53)$$

14) Болтовая нагрузка в условиях монтажа:

$$F_{\sigma 1} = F_{\sigma 2} + (1 - K_{\text{ж}}) - F_{\text{г}} + F_{\text{т}} \quad (8.54)$$

15) Приведенный изгибающий момент:

$$M_0 = \max \begin{cases} 0,5 \cdot (D_{\text{б}} - D_{\text{сп}}) \cdot F_{\sigma 1} \\ (8.55) \\ 0,5 \cdot [(D_{\text{б}} - D_{\text{сп}}) \cdot F_{\sigma 2} + (D_{\text{сп}} - D - S_{\text{эк}}) \cdot F_{\text{г}}] \cdot [\sigma]_{20} / [\sigma] \end{cases} \quad (8.56)$$

16) Проверка прочности и герметичности соединения. Условие прочности болтов при монтаже фланцевого соединения и в его рабочем состоянии:

$$\frac{F_{\sigma 1}}{n_{\delta} \cdot f_s} < [\sigma]_{\delta}; \quad (8.57)$$

$$\frac{F_{\sigma 2}}{n_{\delta} \cdot f_{\delta}} < [\sigma]_{\delta}. \quad (8.58)$$

17) Условие прочности прокладки

$$\frac{F_{\sigma \max}}{\Pi \cdot D_{\text{сп}} \cdot b} < [P]_{\text{пр}}. \quad (8.59)$$

18) Максимальное напряжение в сечении:

$$\sigma_0 = F_{\phi} \cdot \sigma_1 = \frac{f_{\phi} \cdot T_{\phi} \cdot M_o \cdot V}{D - (S_1 - c)^2}, \quad (8.60)$$

где f_t, T_f — безразмерные параметры;

$$T_{\phi} = \frac{D_{\text{н}}^2 \cdot [1 + 8,55 \cdot \lg(D_{\text{н}} / D)] - D^2}{(1,05 \cdot D^2 + 1,945 \cdot D_{\text{н}}^2) \cdot (D_{\text{н}} / D)}. \quad (8.61)$$

19) Напряжение во втулке от внутреннего давления:

а) тангенциальное:

$$\sigma_1 = \frac{P_p \cdot D}{2 \cdot (S_0 - c)}; \quad (8.62)$$

б) меридиональное:

$$\sigma_2 = \frac{P_p \cdot D}{4 \cdot (S_0 - c)} \quad (8.63)$$

20) Условие прочности для сечения:

$$\sqrt{(\sigma_0 + \sigma_m)^2 + \sigma_t} - (\sigma_0 + \sigma_m) \cdot \sigma_t < \mu \cdot [\sigma]_0, \quad (8.64)$$

где σ_0 — максимальное напряжение в сечении, ограниченное размером S_0 :

$$\sigma_0 = f_\phi \cdot \sigma_1 \quad (8.65)$$

21) Окружное напряжение в кольце фланца:

$$\sigma_k = M_0 \cdot [1 - U \cdot (1 + 0,9 \cdot \lambda_\phi^1)] \cdot \Psi_2 / (D \cdot h_\phi^2) \quad (8.66)$$

22) Условие герметичности фланцевого соединения:

$$\Theta = \frac{\sigma_k}{E} \cdot \frac{D}{h_\phi} < [\Theta] \quad (8.67)$$

где Θ — угол поворота фланца, град;

$[\Theta]$ — допускаемый угол поворота плоского фланца, град.

Расчет фланцевых соединений нефтегазосепаратора по изложенной выше методике проведем при помощи программы MathCAD.

8.4.1 Расчёт фланцевых соединений.

Фланцевое соединение (штуцер входа нефтгазовой смеси) рассчитываем на прочность и герметичность при этом задаваясь следующими недостающими данными: материал фланца — сталь 10Г2, материал болтов сталь 35Х.

Фланцы неизолированные, плоские приварные встык, имеют уплотнительную поверхность типа "шип—паз". Внешние изгибающий момент и осевая сила отсутствуют. А также при уже имеющихся рассчитанных параметрах.

внутренний диаметр патрубка 3: $D_{шт3} := 512 \text{ мм}$

исполнительная толщина стенки штуцера: $S_{шт3} := 10 \text{ мм}$

внутреннее давление в корпусе: $P_{и} := 0.8 \text{ МПа}$

температура в аппарате: $t_{апп} := 100 \text{ }^{\circ}\text{C}$

толщина фланцевой втулки: $S_o := 11 \text{ мм}$

Заданная конструкция фланца, а также тип уплотнительной поверхности представлен на рисунке 8.4.

Конструктивные размеры фланца. Толщина втулки принята $S_o = 11 \text{ мм}$, что удовлетворяет условию:

$S_o > S \text{ (} 11 > 10 \text{)}$ и $S_o - S < 5 \text{ (} 11 - 10 = 1 \text{ мм} < 5 \text{ мм)}$.

где

$\beta_1 := 2$ по рисунку 1.39 [18] .

при

$$\frac{D_{шт3}}{S_o} = 46.55$$

Толщина s_1 втулки определяется по формуле 8.31:

$$S_1 := \beta_1 \cdot S_o$$

$$S_1 = 22 \text{ мм}$$

Высота втулки фланца определяется по формуле 8.32:

при

$$i := \frac{1}{3}$$

$$\frac{1}{i} \cdot (S_1 - S_o) = 33 \text{ мм}$$

Принимаем

$$h_b := 35 \text{ мм}$$

Эквивалентная толщина втулки фланца определяется как:

$$S_{эк} := S_o \cdot \left[1 + \frac{h_b \cdot (\beta_1 - 1)}{h_b + 0.25 \cdot (\beta_1 + 1) \cdot \sqrt{D_{шт3} \cdot S_o}} \right]$$

$$S_{эк} = 15.22 \text{ мм}$$

Диаметр болтовой окружности:

при

$u := 4 \text{ мм}$ — нормативный зазор между гайкой и втулкой;

$d_b := 20 \text{ мм}$ — диаметр болта;

$$D_{шт3} + 2 \cdot (2 \cdot S_o + d_b + u) = 604 \text{ мм}$$

Принимаем

$$D_b := 620 \text{ мм}$$

Наружный диаметр фланца:

при

$a := 36$ мм — конструктивная прибавка для шестигранных гаек с уменьшенным размером под ключ;

$$D_b + a = \quad \text{мм}$$

Принимаем

$$D_n := 670 \quad \text{мм}$$

Наружный диаметр прокладки:

при

$e := 30$ мм — нормативный параметр для плоских прокладок ;

$$D_{np} := D_b - e$$

$$D_{np} = \quad \text{мм}$$

Средний диаметр прокладки:

при

$b := 15$ мм — ширина плоской паронитовой прокладки для диаметра патрубка $D_y=500$ мм;

$$D_{sp} := D_{np} - b$$

$$D_{sp} = \quad \text{мм}$$

Количество болтов необходимых для обеспечения герметичности соединения:

при

$$t_{ш} := 3.5 \cdot d_b$$

$t_{ш} = \quad$ мм — шаг расположения болтов М20 на болтовой окружности при $P_{и}=0,8$ МПа;

$$\frac{\pi \cdot D_b}{t_{ш}} =$$

Принимаем n_b кратное четырём ;

$$n_b := 28 \quad \text{шт}$$

— ориентировочная высота (ширина) фланца

при

$\lambda_f := 0.32$ — для плоских приварных встык фланцев при $P_p=0,8$ МПа ;

$$\lambda_f \cdot \sqrt{D_{штЗ} \cdot S_{ЭК}} =$$

Принимаем

$$h_f := 50 \quad \text{мм}$$

Расстояние между опорными поверхностями гаек для фланцевого соединения с уплотнительной поверхностью типа "шип-паз"(ориентировочно):
при

$h_{п} := 2$ мм — толщина паронитовой прокладки ;

$$l_{бo} := 2 \cdot (h_{ф} + h_{п})$$

$$l_{бo} = \quad \text{мм}$$

Расчётная длина болта

$$(l_{бo} + 0.28 \cdot d_{б}) \cdot 10^{-3} = \quad \text{м}$$

$$l_{б} := 0.13 \text{ м}$$

— Нагрузки, действующие на фланец. Равнодействующая внутреннего давления

$$F_{д} := P_{и} \cdot 0.785 \cdot (D_{сп} \cdot 10^{-3})^2$$

$$F_{д} = \quad \text{МН}$$

Реакция прокладки:
при

$k_{пр} := 2.5$ — коэффициент прокладки для паронита толщиной > 1 мм;

$b_o := 0.12\sqrt{b}$ — эффективная ширина прокладки;

$$R_{п} := \pi \cdot D_{сп} \cdot 10^{-3} \cdot b_o \cdot 10^{-3} \cdot k_{пр} \cdot P_{и}$$

$$R_{п} = \quad \text{МН}$$

Усилие, возникающее от температурных деформаций:
при

$$\alpha_{ф} := 16.6 \cdot 10^{-6} \frac{1}{^{\circ}\text{C}} \text{ — коэффициент линейного расширения материала фланца } (10Г2);$$

$$\alpha_{б} := 13.3 \cdot 10^{-6} \frac{1}{^{\circ}\text{C}} \text{ — коэффициент линейного расширения материала болтов } (35Х);$$

$t_{ф} := 0.96 \cdot 155$ $^{\circ}\text{C}$ — расчётная температура неизолированных фланцев ;

$t_6 := 0.95 \cdot 155 \text{ }^{\circ}\text{C}$ — расчётная температура болтов;

$E_6 := 1.9 \cdot 10^5 \text{ МПа}$ — модуль продольной упругости материала болтов;

$f_6 := 2.35 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$ — расчётная площадь поперечного сечения болта по внутреннему диаметру резьбы;

$$y_6 := \frac{l_6}{E_6 \cdot f_6 \cdot n_6}$$

$y_6 = 1.04 \times 10^{-4} \frac{\text{м}}{\text{МН}}$ — податливость болтов;

$E_n := 2000 \text{ МПа}$ — модуль продольной упругости материала прокладки;

$$y_n := \frac{h_n \cdot 10^{-3}}{E_n \cdot \pi \cdot D_{сп} \cdot 10^{-3} \cdot b \cdot 10^{-3}}$$

$y_n = 3.69 \times 10^{-5} \frac{\text{м}}{\text{МН}}$ — податливость прокладки;

$$\lambda_{1\phi} := \frac{h_{\phi}}{\sqrt{D_{шт3} \cdot S_{эк}}}$$

$$\lambda_{1\phi} = 0.57$$

$$\psi_2 := \frac{D_n + D_{шт3}}{D_n - D_{шт3}}$$

$$\psi_2 = 7.48$$

$$\psi_1 := 1.28 \cdot \log \left(\frac{D_n \cdot 10^{-3}}{D_{шт3} \cdot 10^{-3}} \right)$$

$$\psi_1 = 0.15$$

$$\nu := \frac{1}{1 + 0.9\lambda_1\phi \cdot \left(1 + \frac{\psi_1 \cdot h\phi^2}{S_{эк}^2}\right)}$$

$$\nu = 0.43$$

$E := 2 \cdot 10^5$ МПа — модуль продольной упругости материала фланца;

$$y\phi := [1 - \nu \cdot (1 + 0.9\lambda_1\phi)] \cdot \frac{\psi_2}{(h\phi \cdot 10^{-3})^3 \cdot E}$$

$$y\phi = 0.11 \frac{\text{м}}{\text{МН}} \quad \text{— податливость фланца;}$$

Тогда

$$F_t := \frac{y\phi \cdot n\phi \cdot f\phi \cdot E\phi \cdot (\alpha\phi \cdot t\phi - \alpha\phi \cdot t\phi)}{y_{п} + y\phi + 0.5 \cdot y\phi \cdot (D\phi \cdot 10^{-3} - D_{сп} \cdot 10^{-3})^2}$$

$$F_t = 0.27 \text{ МН}$$

Коэффициент жёсткости фланцевого соединения:

$$k_{ж} := \frac{y\phi + 0.5 \cdot y\phi \cdot (D\phi \cdot 10^{-3} - D_{шт3} \cdot 10^{-3} - S_{эк} \cdot 10^{-3}) \cdot (D\phi \cdot 10^{-3} - D_{сп} \cdot 10^{-3})}{y_{п} + y\phi + 0.5 \cdot y\phi \cdot (D\phi \cdot 10^{-3} - D_{сп} \cdot 10^{-3})^2}$$

$$k_{ж} = 1.31$$

Болтовая нагрузка в условиях монтажа до подачи внутреннего давления:
при

$r_{пр} := 20$ МПа — минимальное давление обжатия прокладки;

$$k_{ж} \cdot F_d + R_{п} = 0.73 \text{ МН}$$

$$0.5 \cdot \pi \cdot D_{сп} \cdot 10^{-3} \cdot b \cdot 10^{-3} \cdot r_{пр} = 0.27 \text{ МН}$$

$$F_{61} := k_{ж} \cdot F_d + R_{п}$$

$$F_{61} = 0.73$$

Болтовая нагрузка в рабочих условиях:

$$F_{62} := F_{61} + (1 - k_{ж}) \cdot F_d + F_t$$

Болтовая нагрузка в рабочих условиях:

$$F_{62} := F_{61} + (1 - k_{ж}) \cdot F_d + F_t$$

$$F_{62} = 0.82 \quad \text{МН}$$

Приведённый изгибающий момент

$$0.5 \cdot (D_6 \cdot 10^{-3} - D_{сп} \cdot 10^{-3}) \cdot F_{61} = 0.02 \quad \text{МН} \cdot \text{м}$$

$$0.5 \cdot (D_6 \cdot 10^{-3} - D_{сп} \cdot 10^{-3}) \cdot F_{62} + (D_{сп} \cdot 10^{-3} - D_{шт3} \cdot 10^{-3} - S_{эк} \cdot 10^{-3}) \cdot F_d \cdot \frac{\sigma_{доп20}}{\sigma_{доп100}} = 0.05$$

$$M_o := 0.5 \cdot (D_6 \cdot 10^{-3} - D_{сп} \cdot 10^{-3}) \cdot F_{62} + (D_{сп} \cdot 10^{-3} - D_{шт3} \cdot 10^{-3} - S_{эк} \cdot 10^{-3}) \cdot F_d \cdot \frac{\sigma_{доп20}}{\sigma_{доп100}}$$

— Проверка прочности и герметичности соединения.
при

$\sigma_{620} := 230 \text{ МПа}$ - допускаемое напряжение материала болтов при $t=20 \text{ }^\circ\text{C}$;

$\sigma_6 := 225 \text{ МПа}$ - допускаемое напряжение материала болтов при $t=100 \text{ }^\circ\text{C}$;

$$\frac{F_{61}}{n_6 \cdot f_6} = 110.4 \text{ МПа} < \sigma_{620} := 230 \text{ МПа}$$

$$\frac{F_{62}}{n_6 \cdot f_6} = 125.3 \text{ МПа} < \sigma_6 := 225 \text{ МПа}$$

Условие прочности для болтов выполняется.

Условие прочности для паронитовой прокладки.

$$F_{6\max} := F_{62}$$

$$\frac{F_{6\max}}{\pi \cdot D_{сп} \cdot 10^{-3} \cdot b \cdot 10^{-3}} = 30.43 \text{ МПа} < p_{прдоп} := 130 \text{ МПа}$$

Условие прочности для паронитовой прокладки, также выполняется.

Максимальное напряжение в сечении фланца, ограниченном размером S1,
при

$$T\phi := \frac{\left(D_H \cdot 10^{-3}\right)^2 \cdot \left(1 + 8.55 \cdot \log\left(\frac{D_H}{D_{шт3}}\right)\right) - \left(D_{шт3} \cdot 10^{-3}\right)^2}{\left[1.05 \cdot \left(D_{шт3} \cdot 10^{-3}\right)^2 + 1.945 \cdot \left(D_H \cdot 10^{-3}\right)^2\right] \cdot \left(\frac{D_H}{D_{шт3}} - 1\right)}$$

$$T\phi = 1.79$$

$$f\phi := 4$$

при

$$\beta_1 = 2$$

$$\frac{h_v}{D_{шт3} \cdot S_o} = \text{■}$$

$$\sigma_1 := \frac{T\phi \cdot M_o \cdot v}{D_{шт3} \cdot 10^{-3} \cdot \left(S_1 \cdot 10^{-3} - 1 \cdot 10^{-3}\right)^2}$$

$$\sigma_1 = 158.38 \text{ МПа}$$

Максимальное напряжение в сечении фланца, ограниченном размером S_o ,

$$\sigma_o := f\phi \cdot \sigma_1$$

$$\sigma_o = 633.54 \text{ МПа}$$

Напряжение во втулке от внутреннего давления:
тангенциальное

$$\sigma_t := \frac{P_i \cdot D_{шт3}}{2 \cdot (S_o - c)}$$

$$\sigma_t = 60.44 \text{ МПа}$$

меридиональное

$$\sigma_m := \frac{P_i \cdot D_{шт3}}{4 \cdot (S_o - c)}$$

$$\sigma_m = 30.22 \text{ МПа}$$

$$\sigma_T = 280 \text{ МПа}$$

Окружное напряжение в кольце фланца

$$\sigma_k := M_o \cdot [1 - \nu \cdot (1 + 0.9 \cdot \lambda_1 \phi)] \cdot \frac{\psi^2}{(h_\phi \cdot 10^{-3})^2 \cdot D_{штЗ} \cdot 10^{-3}}$$

$$\sigma_k = 95.97 \text{ МПа}$$

Условие прочности для сечения, ограниченного размером $S1 = 22 \text{ мм}$

$$\sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_k^2} - \sigma_k \cdot \sigma_1 = 138.19 \text{ МПа} < \sigma_T = 280 \text{ МПа}$$

ВЫПОЛНЯЕТСЯ

Условие прочности для сечения, ограниченного размером $S_o = 11 \text{ мм}$

$$\sqrt{(\sigma_o + \sigma_m)^2 - \sigma_t^2} - (\sigma_o + \sigma_m) \cdot \sigma_t = 629.9 \text{ МПа} < \phi \cdot 0.002 \cdot E = 400 \text{ МПа}$$

ВЫПОЛНЯЕТСЯ

Условие герметичности фланцевого соединения

$$\theta := \frac{\sigma_k}{E} \cdot \frac{D_{штЗ}}{h_\phi} \quad \text{- угол поворота плоского фланца;}$$

$$\theta = 4.91 \times 10^{-3} \text{ рад} < \theta_{\text{доп}} := 0.009 \text{ рад} \quad \text{— допускаемый угол поворота плоского приварного встык фланца;}$$

Следовательно условие герметичности фланцевого соединения выполняется.

Укрепл емое отверстие и его обозначени е на чертеже	Исходные данные.								
	Расч етное давление Рр, МПа	Расч етная температ ура Т, °С	Расчётн ая толщина стенки цилиндриче ской обечайки Sp, мм	Исполн ительная толщина стенки цилиндриче ской обечайки S, мм	Усло вный диаметр штуцера Dвн, мм	При бавка к расчетно й толщине стенки С, мм	Норматив ное допускаемое напряжение для стали 09Г2С при температу ре 20 °С. σ ₂₀ , МПа	Нормати вное допускаемое напряжение для стали 09Г2С при рабочей температуре 40°С σ _т , МПа	Предел текучести для стали 09Г2С при температуре 20 °С σ _{T20} , МПа
Отверст ие входа нефтяной эмульсии – И.	1,6	40	6,16	8	350	2	170	168,75	280
Отверст ие люка- лаза – К					500				
Отверст ие для предохранит ельного клапана – Л					150				

Отверстие входа газа – М.					150				
Отверстие для ДУЖ-1М – Н					200				
Отверстие входа отделившейся жидкости – П					100				
Отверстие выхода газа – Р.					150				
Отверстие для пробоотборника-С					50				
Отверстие для указателя уровня-Т					50				
Отверстие выхода нефти – У					250				
Отверстие для дренажа – Ф.					150				
Отверстие для пропарки – Ц					50				

Таблица 5.2.2

Укрепл емое отверстие и его обозначени е на чертеже	Исходные данные.								
	Расч етное давление Рр, МПа	Расч етная температ ура Т, °С	Расчётн ая толщина стенки цилиндриче ской обечайки Sp, мм	Исполн ительная толщина стенки цилиндриче ской обечайки S, мм	Усло вный диаметр штуцера Dвн, мм	При бавка к расчетно й толщине стенки С, мм	Норматив ное допускаемое напряжение для стали 09Г2С при температу ре 20 °С. σ ₂₀ , МПа	Нормати вное допускаемое напряжение для стали 09Г2С при рабочей температуре 40°С σ _т , МПа	Предел текучести для стали 09Г2С при температуре 20 °С σ _{T20} , МПа

Продолжение таблицы

Отверст ие для гидроочистк и – Ч.	1,6	40	6,16	8	500	2	170	168,75	280
Отверст ие входа воды – III.					250				

Расчет узлов сопряжения оболочек

Произведем расчет сопряжения цилиндрической обечайки со стандартной эллиптической крышкой нефтегазосепаратора.

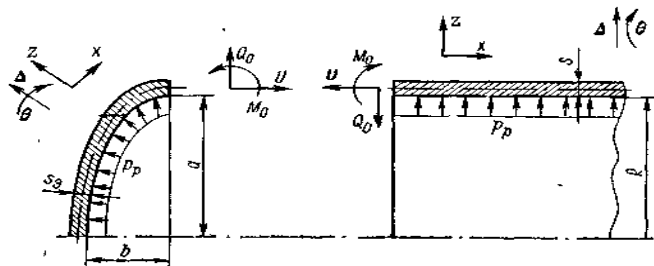


Рисунок 8.5 — Расчетная схема соединения цилиндрической обечайки с эллиптическим днищем

Для узла сопряжения оболочек должно выполняться условие:

$$\sigma_{\max} \leq \varphi \cdot [\sigma]_{\text{кр}} \quad (8.69)$$

где $\sigma_{\max}$ — максимальное напряжение на наружной и внутренней поверхностях края оболочек, МПа;

$[\sigma]_{\text{кр}}$ — допускаемое напряжение в краевой зоне, МПа.

Для пластичных материалов

$$[\sigma]_{\text{кр}} = 1,3 [\sigma] \quad (8.70)$$

Для хрупких материалов

$$[\sigma]_{\text{кр}} = [\sigma] \quad (8.71)$$

где $[\sigma]$ — нормативное допускаемое напряжение при рабочей температуре, МПа.

$$\sigma_{\max} = \max \{ \sigma_{m0}; \sigma_{t0} \} \quad (8.72)$$

где σ_{m0} — меридиональное напряжение, МПа;

σ_{t0} — кольцевое напряжение, МПа.

$$\sigma_{m0} = \sigma_{m0}^P + \sigma_{m0}^{(Q_0 - Q)} + \sigma_{m0}^{M_0} \quad (8.73)$$

$$\sigma_{t0} = \sigma_{t0}^P + \sigma_{t0}^{(Q_0 - Q)} + \sigma_{t0}^{M_0} \quad (8.74)$$

где σ_{m0}^P , $\sigma_{m0}^{(Q_0 - Q)}$, $\sigma_{m0}^{M_0}$ — меридиональные напряжения, возникающие на краю обечайки от действия соответственно нагрузок P , $(Q_0 - Q)$, M_0 , МПа;

σ_{t0}^P , $\sigma_{t0}^{(Q_0 - Q)}$, $\sigma_{t0}^{M_0}$ — тангенциальные напряжения, возникающие на краю обечайки от действия соответственно нагрузок P , $(Q_0 - Q)$, M_0 , МПа.

Неизвестные краевые нагрузки Q_0 и M_0 найдем из уравнений совместности деформаций:

$$\Delta^I_P + \Delta^I_{Q_0} + \Delta^I_{M_0} = \Delta^{II}_P + \Delta^{II}_{Q_0} + \Delta^{II}_{M_0} \quad (8.75)$$

$$\theta^I_P + \theta^I_{Q_0} + \theta^I_{M_0} = \theta^{II}_P + \theta^{II}_{Q_0} + \theta^{II}_{M_0} \quad (8.76)$$

где Δ — линейные радиальные перемещения края;

θ — угловые перемещения края;

верхний индекс у перемещений указывает, к какой оболочке (краю) они относятся, нижний индекс указывает нагрузку, вызывающее это перемещение.

Расчет сопряжения цилиндрической обечайки со стандартной эллиптической крышкой нефтегазосепаратора по изложенной выше методике проведём при помощи программы MathCAD со следующими исходными данными:

Внутренний диаметр аппарата, м: $D := 1.4$
 Толщина стенки цилиндрической обечайки, м: $S := 10 \cdot 10^{-3}$
 Толщина стенки эллиптического днища: $S_{\text{э}} := 10 \cdot 10^{-3}$
 Внутреннее давление, Па : $P_p := 1.6 \cdot 10^6$
 Температура стенки, °C: $t := 100$
 Марка материала: 09Г2С
 Прибавка к расчетной толщине стенки, м: $c := 2 \cdot 10^{-3}$

Параметры марки стали: 09Г2С

$\sigma := 160 \cdot 10^6$ — допускаемое напряжение, Па.

$\sigma_{\Gamma} := 240 \cdot 10^6$ — предел текучести, Па .

$\sigma_{\text{В}} := 456 \cdot 10^6$ — предел прочности, Па .

$E := 1.99 \cdot 10^{11}$ — модуль упругости, Па.

$\sigma_{\text{К}}$ — дополнительное напряжение на краю обечайки, Па.

$$\sigma_{\text{К}} := 1.3 \cdot \sigma$$

$$\sigma_{\text{К}} = 2.08 \times 10^8 \text{ (Па)}$$

$\mu := 0.3$ — коэффициент Пуассона для металлов

Система уравнений совместности деформаций:

$$\Delta^I_P + \Delta^I_{Q_0} + \Delta^I_{M_0} = \Delta^{II}_P + \Delta^{II}_{Q_0} + \Delta^{II}_{M_0}$$

$$\theta^I_P + \theta^I_{Q_0} + \theta^I_{M_0} = \theta^{II}_P + \theta^{II}_{Q_0} + \theta^{II}_{M_0}$$

$$\begin{aligned} & \frac{(2-\mu) \cdot R^2 P_p}{2E \cdot (S-c)} - \frac{2\beta \cdot R^2}{(S-c) \cdot E} \cdot Q_0 + \frac{2\beta^2 \cdot R^2}{(S-c) \cdot E} \cdot M_0 = \\ & = \frac{P_p \cdot a^2}{2E \cdot (S_{\text{э}} - c)} \left(2 - \mu - \frac{a^2}{b^2} \right) + \frac{2\beta_{\text{э}} \cdot a^2}{(S_{\text{э}} - c) \cdot E} \cdot Q_0 + \frac{2\beta_{\text{э}}^2 \cdot a^2}{(S_{\text{э}} - c) \cdot E} \cdot M_0 \\ & 0 - \frac{2\beta^2 \cdot R^2}{(S-c) \cdot E} Q_0 + \frac{4\beta^3 \cdot R^2}{(S-c) \cdot E} \cdot M_0 = 0 - \frac{2\beta_{\text{э}}^2 \cdot a^2}{(S_{\text{э}} - c) \cdot E} \cdot Q_0 - \frac{4\beta_{\text{э}}^3 \cdot a^2}{(S_{\text{э}} - c) \cdot E} \cdot M_0, \end{aligned}$$

где $\underline{R} := \frac{D}{2}$ $a := R$ $b := 0.25 \cdot D$

$$\beta := \frac{\sqrt[4]{3 \cdot (1 - \mu^2)}}{\sqrt{R \cdot (S - c)}} \quad \beta = 17.177 \frac{1}{\text{м}}$$

$$\beta_3 := \frac{\sqrt[4]{3 \cdot (1 - \mu^2)}}{\sqrt{R \cdot (S_3 - c)}} \quad \beta_3 = 8.87 \quad \frac{1}{m}$$

Для решения данной системы, упростим соответственно левые и правые части обоих уравнений, заменив дробные выражения коэффициентами, и вычислив их.

Находим коэффициенты для первого уравнения:

$$\begin{aligned} a_1 &:= \frac{(2 - \mu) \cdot R^2}{2 \cdot E \cdot (S - c)} \cdot P_p & a_4 &:= \frac{R^2 \cdot P_p}{2 \cdot E \cdot (S_3 - c)} \cdot \left(2 - \mu - \frac{R^2}{b^2} \right) \\ a_2 &:= \frac{2 \cdot \beta \cdot R^2}{E \cdot (S - c)} & a_5 &:= \frac{2 \cdot \beta_3 \cdot R^2}{E \cdot (S_3 - c)} \\ a_3 &:= \frac{2 \cdot \beta^2 \cdot R^2}{E \cdot (S - c)} & a_6 &:= \frac{2 \cdot \beta_3^2 \cdot R^2}{E \cdot (S_3 - c)} \end{aligned}$$

Находим коэффициенты для второго уравнения:

$$\begin{aligned} b_1 &:= 0 - \frac{2 \cdot \beta^2 \cdot R^2}{E \cdot (S - c)} & b_3 &:= \frac{2 \cdot \beta_3^2 \cdot R^2}{E \cdot (S_3 - c)} \\ b_2 &:= \frac{4 \cdot \beta^3 \cdot R^2}{E \cdot (S - c)} & b_4 &:= \frac{4 \cdot \beta_3^3 \cdot R^2}{E \cdot (S_3 - c)} \end{aligned}$$

Решаем уравнение относительно неизвестных:

— начальное приближение $Q_0 := 1 \quad M_0 := 1$

1. $a_1 - a_2 \cdot Q_0 + a_3 \cdot M_0 = a_4 + a_5 \cdot Q_0 + a_6 \cdot M_0$
2. $b_1 \cdot Q_0 + b_2 \cdot M_0 = b_3 \cdot Q_0 - b_4 \cdot M_0$

Решение системы уравнений

Given

$$\begin{aligned} 1. & (a_5 + a_2) \cdot Q_0 + (a_6 - a_3) \cdot M_0 = a_1 - a_4 \\ 2. & (b_1 + b_3) \cdot Q_0 - (b_2 - b_4) \cdot M_0 = 0 \\ \begin{pmatrix} Q_0 \\ M_0 \end{pmatrix} &:= \text{Find}(Q_0, M_0) \quad \begin{pmatrix} Q_0 \\ M_0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 2.223 \times 10^4 \\ -847.147 \end{pmatrix} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{Q_0} &:= Q_0 & Q_0 &= 2.223 \times 10^4 & \text{Н/м} \\ \underline{M_0} &:= M_0 & M_0 &= -847.147 & \text{Н·м} \end{aligned}$$

3. Суммарные напряжения на краю цилиндрической обечайки:

— меридиональное напряжение:

$$\sigma_{m01} = \sigma_{m0}^p - \sigma_{m0}^{Q_0} + \sigma_{m0}^{M_0}$$

$$\sigma_{mo1} := \frac{Pp \cdot R}{2 \cdot (S - c)} + \frac{6 \cdot Mo}{(S - c)^2}$$

$$\sigma_{mo1} = -2.317 \times 10^7 \quad (\text{Па})$$

$$\sigma_{mo2} = \sigma_{mo}^p - \sigma_{mo}^{Qo} - \sigma_{mo}^{Mo}$$

$$\sigma_{mo2} := \frac{Pp \cdot R}{2 \cdot (S - c)} - \frac{6 \cdot Mo}{(S - c)^2}$$

$$\sigma_{mo2} = 1.357 \times 10^8 \quad (\text{Па})$$

— меридиональное напряжение max:

$$\sigma_{mo} := \max(|\sigma_{mo1}|, |\sigma_{mo2}|)$$

$$\sigma_{mo} = 1.357 \times 10^8 \quad (\text{Па})$$

— кольцевое напряжение:

$$\sigma_{to1} = \sigma_{to}^p - \sigma_{to}^{Qo} + \sigma_{to}^{Mo}$$

$$\sigma_{to1} := \frac{Pp \cdot R}{S - c} - \frac{2 \cdot Qo \cdot \beta \cdot R}{S - c} + \frac{2 \cdot Mo \cdot \beta^2 \cdot R}{S - c} + \frac{6 \cdot \mu \cdot Mo}{(S - c)^2}$$

$$\sigma_{to1} = -5.29 \times 10^7 \quad (\text{Па})$$

$$\sigma_{to2} = \sigma_{to}^p - \sigma_{to}^{Qo} + \sigma_{to}^{Mo}$$

$$\sigma_{to2} := \frac{Pp \cdot R}{S - c} - \frac{2 \cdot Qo \cdot \beta \cdot R}{S - c} + \frac{2 \cdot Mo \cdot \beta^2 \cdot R}{S - c} - \frac{6 \cdot \mu \cdot Mo}{(S - c)^2}$$

$$\sigma_{to2} = -5.25 \times 10^6 \quad (\text{Па})$$

— кольцевое напряжение max:

$$\sigma_{to} := \max(|\sigma_{to1}|, |\sigma_{to2}|)$$

$$\sigma_{to} = 5.29 \times 10^7 \quad (\text{Па})$$

Суммарные напряжения на краю эллиптического днища:

— меридиональное напряжение:

$$\sigma_{mэ} = \sigma_{mэ}^p - \sigma_{mэ}^{Qo} + \sigma_{mэ}^{Mo}$$

$$\sigma_{mэ1} := \frac{Pp \cdot R}{2 \cdot (S_э - c)} + 0 + \frac{6 \cdot Mo}{(S_э - c)^2}$$

$$\sigma_{mэ1} = 6.21 \times 10^6 \quad (\text{МПа})$$

— меридиональное напряжение max:

$$\sigma_{mэ} := \max(|\sigma_{mэ1}|, |\sigma_{mэ2}|)$$

$$\sigma_{mэ} = 5.808 \times 10^7 \quad (\text{Па})$$

$$\sigma_{mэ2} = \sigma_{mk}^p - \sigma_{mk}^{Qo} - \sigma_{mk}^{Mo}$$

$$\sigma_{mэ2} := \frac{Pp \cdot R}{2 \cdot (S_э - c)} + 0 - \frac{6 \cdot Mo}{(S_э - c)^2}$$

$$\sigma_{mэ2} = 5.808 \times 10^7 \quad (\text{Па})$$

— кольцевое напряжение:

$$\sigma_{t3} = \sigma_{t3}^p + \sigma_{t3}^{Qo} + \sigma_{t3}^{Mo}$$

$$\sigma_{t31} := \frac{Pp \cdot R \cdot \left(2 - \frac{R^2}{b^2}\right)}{2 \cdot (S_3 - c)} + \frac{2 \cdot Qo \cdot \beta_3 \cdot R}{S - c} + \frac{2 \cdot Mo \cdot \beta_3^2 \cdot R}{S - c} + \frac{6 \cdot \mu \cdot Mo}{(S - c)^2}$$

$$\sigma_{t31} = -3.915 \times 10^7 \quad \text{Па}$$

$$\sigma_{t32} := \frac{Pp \cdot R \cdot \left(2 - \frac{R^2}{b^2}\right)}{2 \cdot (S_3 - c)} + \frac{2 \cdot Qo \cdot \beta_3 \cdot R}{S - c} + \frac{2 \cdot Mo \cdot \beta_3^2 \cdot R}{S - c} - \frac{6 \cdot \mu \cdot Mo}{(S - c)^2}$$

$$\sigma_{t32} = 8.501 \times 10^6 \quad \text{Па}$$

— кольцевое напряжение max:

$$\sigma_{t3} := \max(|\sigma_{t31}|, |\sigma_{t32}|)$$

$$\sigma_{t3} = 3.915 \times 10^7 \quad (\text{Па})$$

Максимальное напряжение на краю:

— цилиндрической обечайки:

$$\sigma_{o \max} := \max(|\sigma_{mo}|, |\sigma_{to}|)$$

$$\sigma_{o \max} = 1.357 \times 10^8 \quad (\text{Па})$$

$$\sigma_0^{\max} \leq \varphi[\sigma]_{кр}$$

$$\text{Условие} := \text{if}(\sigma_{o \max} \leq 1 \cdot \sigma_K, \text{"выполняется"}, \text{"не выполняется"})$$

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

— эллиптической крышки:

$$\sigma_{3 \max} := \max(|\sigma_{m3}|, |\sigma_{t3}|)$$

$$\sigma_{3 \max} = 5.808 \times 10^7 \quad (\text{Па})$$

$$\sigma_K^{\max} \leq \varphi[\sigma]_{кр}$$

$$\text{Условие} := \text{if}(\sigma_{3 \max} \leq 1 \cdot \sigma_K, \text{"выполняется"}, \text{"не выполняется"})$$

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

Как следует из вышеизложенного условие прочности в месте сопряжения элементов выполняется.

5.2.1 Расчет толщины цилиндрической обечайки НГС.

Определим гидростатическое давление P_r , МПа:

при

внутреннем диаметре аппарата:

$$D_{вн} := 2.1 \text{ м}$$

рабочем давлении среды:

$$P_r := 1.6 \text{ МПа}$$

коэффициенте прочности сварных швов
(автоматическая дуговая электросварка):

$$\phi := 1$$

допускаемом напряжении стали 09Г2С при $t=20^\circ\text{C}$:

$$\sigma_{\text{доп}20} := 170 \text{ МПа}$$

допускаемом напряжении стали 09Г2С при $t=100^\circ\text{C}$:

$$\sigma_{\text{доп}100} := 160 \text{ МПа}$$

минимальном значении предела текучести стали 09Г2С
при $t=20^\circ\text{C}$:

$$\sigma_T := 280 \text{ МПа}$$

плотности рабочей среды:

$$\rho_{\text{ср}} := 860 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

скорости коррозии материала:

$$П := 0.1 \frac{\text{мм}}{\text{год}}$$

предполагаемом сроке службы аппарата:

$$\tau := 20 \text{ лет}$$

Находим допускаемое напряжение стали 09Г2С при гидравлических испытаниях:

$$\sigma_{\text{исп}} := \frac{\sigma_T}{1.1}$$

$$\sigma_{\text{исп}} = 254.55 \text{ МПа}$$

Рассчитываем гидростатическое давление:

$$P_r := \frac{\rho_{\text{ср}} \cdot D_{\text{вн}} \cdot 9.81}{10^6}$$

$$P_r = 0.02 \text{ МПа}$$

$$\frac{P_r \cdot 100}{P_r} = 1.16 \text{ , что меньше 5\%, следовательно гидростатическое давление не учитываем.}$$

Пробное давление при гидравлическом испытании, МПа:

$$P_{\text{и}} := 1.25 \cdot P_r \cdot \frac{\sigma_{\text{доп}20}}{\sigma_{\text{доп}100}}$$

$$P_{\text{и}} = 2.13 \text{ МПа}$$

Прибавка к расчетной толщине стенки для компенсации коррозии, мм:

$$c_{\text{к}} := П \cdot \tau \rightarrow 2.0 \text{ мм}$$

Определяем расчетную и исполнительную толщины стенки цилиндрической обечайки с учётом прибавки на коррозию:

при рабочих условиях:

$$Sp1 := Pp \cdot \frac{D_{вн} \cdot 1000}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{доп100} - Pp} + c$$

$$Sp1 = 13.06 \text{ мм}$$

при гидравлических испытаниях:

$$Sp2 := P_{и} \cdot \frac{D_{вн} \cdot 1000}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{исп} - P_{и}} + c$$

$$Sp2 = 11.22 \text{ мм}$$

Принимаем максимальное значение толщины стенки обечайки и округляем до стандартного значения

$$S_{ио} := 14 \text{ мм}$$

$$\frac{S_{ио} - c}{D_{вн} \cdot 1000} = 5.45 \times 10^{-3} < 0.1 \Rightarrow \text{условие применимости формул для тонкостенного сосуда выполняется.}$$

Находим допускаемое давление:

$$P_{доп1} := \frac{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{доп100} \cdot (S_{ио} - c)}{D_{вн} \cdot 1000 + S_{ио} - c}$$

$$P_{доп1} = 1.74 \text{ МПа} \text{ — в рабочих условиях}$$

$$P_{доп2} := \frac{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{исп} \cdot (S_{ио} - c)}{D_{вн} \cdot 1000 + S_{ио} - c}$$

$$P_{доп2} = 2.7 \text{ МПа} \text{ — при проведении гидравлических испытаний}$$

Определение толщины стенки эллиптического днища нефтегазового сепаратора.

Расчётная толщина стенки эллиптического днища:

при рабочих условиях:

$$S_{р\text{дн}1} := \left(P_p \cdot \frac{D_{вн} \cdot 1000}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{\text{доп}100} - 0.5 \cdot P_p} \right) + c$$

$$S_{р\text{дн}1} = 13.03 \text{ мм}$$

при гидравлических испытаниях:

$$S_{р\text{дн}2} := \left(P_{и} \cdot \frac{D_{вн} \cdot 1000}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{\text{исп}} - 0.5 \cdot P_{и}} \right) + c$$

$$S_{р\text{дн}2} = 11.2 \text{ мм}$$

Из условия округления толщины стенки эллиптической крышки принимаем максимальное значение толщины и округляем до стандартного значения

$$S_{\text{идн}} := 14 \text{ мм}$$

Находим допускаемое давление:

при рабочих условиях:

$$P_{\text{допдн}1} := 2 \cdot \phi \cdot \sigma_{\text{доп}100} \cdot \frac{S_{\text{идн}} - c}{D_{вн} \cdot 1000 + 0.5 \cdot (S_{\text{идн}} - c)}$$

$$P_{\text{допдн}1} = 1.74 \text{ МПа}$$

при гидравлических испытаниях:

$$P_{\text{допдн}2} := 2 \cdot \phi \cdot \sigma_{\text{исп}} \cdot \frac{S_{\text{идн}} - c}{D_{вн} \cdot 1000 + 0.5 \cdot (S_{\text{идн}} - c)}$$

$$P_{\text{допдн}2} = 2.77 \text{ МПа}$$

Таким образом:

Для обечайки

$$P_p = 1.6 \text{ МПа} < P_{\text{доп1}} = 1.74 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{и}} = 2.13 \text{ МПа} < P_{\text{доп2}} = 2.76 \text{ МПа}$$

Для эллиптической
крышки

$$P_p = 1.6 \text{ МПа} < P_{\text{допдн1}} = 1.74 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{и}} = 2.1 \text{ МПа} < P_{\text{допдн2}} = 2.77 \text{ МПа}$$

Таким образом при толщине стенки $s=14$ мм обеспечивается прочность эллиптической крышки, при толщине стенки $s=14$ мм обеспечивается прочность цилиндрической обечайки горизонтально стоящего нефтегазового сепаратора как в рабочем состоянии, так и при гидравлических испытаниях.

Расчёт укрепления в отверстиях:

Расчёт укрепления отверстий в обечайке.

Расчётный диаметр укрепляемой цилиндрической оболочки:

$$D_p := D_{\text{вн}} \cdot 1000$$

$$D_p = 2.2 \times 10^3 \text{ мм}$$

По ГОСТ 24755—81 расчётный диаметр одиночного отверстия, не требующего дополнительного укрепления, при наличии избыточной толщины стенки сосуда равен:

$$2 \cdot \left(\frac{S_{\text{ио}} - c}{S_{p1}} - 0.8 \right) \cdot \sqrt{D_p \cdot (S_{\text{ио}} - c)} = 38.73 \text{ мм}$$

Следовательно, отверстия значения диаметра которых больше, необходимо укреплять.

Рассчитаем укрепление отверстия для штуцера 3, изготовленного из стали 09Г2С. Расчётная схема представлена на рисунке 4 (укрепление отверстия с помощью накладного кольца).

Расчётная толщина стенки с учётом прибавки на коррозию будет равна:

$$S_{\text{ршт3}} := P_{\text{и}} \cdot \frac{d_{\text{шт3}}}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{\text{доп20}} - P_{\text{и}}} + c$$

$$S_{\text{ршт3}} = 5.14 \text{ мм}$$

Исполнительную толщину стенки входного штуцера принимаем:

$$S_{шт3} := 8 \quad \text{мм}$$

Тогда расчётная прибавка стенки участвующая в укреплении будет равна:

$$S_{шт3} - S_{ршт3} = 2.86 \quad \text{мм}$$

Расчетный диаметр круглого отверстия штуцера:

$$d_{ршт3} := d_{шт3} + 2 \cdot c$$

$$d_{ршт3} = 504 \quad \text{мм}$$

Расчетная длина внешней и внутренней частей штуцера, участвующих в укреплении отверстия.

$$l_{1ршт3} := 1.25 \cdot \sqrt{(d_{шт3} + 2 \cdot c) \cdot (S_{шт3} - c)}$$

$$l_{1ршт3} = 68.74 \quad \text{мм}$$

$$l_{2ршт3} := 0.5 \cdot \sqrt{(d_{шт3} + 2 \cdot c) \cdot (S_{шт3} - c)}$$

$$l_{2ршт3} = 27.5 \quad \text{мм}$$

Принимаем толщину накладного кольца равной толщине стенки обечайки;

$$S_{нк} := 14 \quad \text{мм}$$

Расчётная длина образующей оболочки в зоне укрепления.

$$\sqrt{D_p \cdot (S_{нк} - c)} = 162.48$$

Принимаем:

$$L_{o3} := 160 \quad \text{мм}$$

Находим расчётный диаметр отверстия не требующего укрепления при отсутствии избыточной толщины стенки укрепляемого элемента;

$$d_{op} := 0.4 \cdot \sqrt{D_p \cdot (S_{но} - c)}$$

$$d_{op} = 64.99 \quad \text{мм}$$

Проверяем условие укрепления отверстия накладным кольцом (изготовленного из стали 09Г2С) для входного штуцера.

при

$$\chi_1 := 1$$

$$\chi_2 := 1$$

$$(l_{1шт3} + S_{нк} + S_{ио} - S_{p1} - c) \cdot (S_{шт3} - S_{ршт3} - c) + l_{2ршт3} \cdot (S_{шт3} - 2 \cdot c) \cdot \chi_1 = 179.85$$

$$\sqrt{D_p \cdot (S_{нк} + S_{ио} - c)} \cdot (\chi_2 \cdot S_{нк} + S_{ио} - S_{p1} - c) = 3.1 \times 10^3$$

$$786.52 + 2.41 \times 10^3 = 3.2 \times 10^3 > 0.5 \cdot (d_{ршт3} - d_{оп}) \cdot S_{p1} = 2.87 \times 10^3$$

Как видно из неравенства условие укрепления отверстия накладным кольцом для входного штуцера выполняется.

Укрепление отверстий в эллиптическом днище

Проверяем необходимость укрепления отверстия под люк-лаз в эллиптическом днище.

Находим расчётный диаметр эллиптического днища:

при

$r := 500$ мм — расстояние от центра укрепляемого отверстия до оси эллиптического днища;

$$D_{р\text{дн}} := 2 \cdot D_{вн} \cdot 1000 \cdot \sqrt{1 - 3 \cdot \left(\frac{r}{D_{вн} \cdot 1000} \right)^2}$$

$$D_{р\text{дн}} = 4.04 \times 10^3 \text{ мм}$$

По ГОСТ 24755—81 расчётный диаметр одиночного отверстия, не требующего дополнительного укрепления, при наличии избыточной толщины стенки в эллиптическом днище равен:

Расчет укрепления отверстий нефтегазосепаратора:

входа нефтегазовой смеси – А, люка-лаза – С, предохранительного клапана – Е, входа газа – В, указателя уровня-М, входа нефти –Б, выхода газа – Г, для пропарки-Л, для регулятора уровня – И, выхода нефти – Д, для термометра ртутного– П, для сигнализатора уровня – К, для манометра – Н, для очистки – Т, произведен аналогично при помощи программы укрепление.xmcd, исходные данные и результаты расчетов приведены в таблицах: 6.1

Таблица 6.1

Укрепл емое отверстие и его обозначени е на чертеже	Результат расчета.									
	Расчет ная длина внешней части штуцера, участвующ ая в укреплени и отверстия: Lp1, мм	Расчетн ая длина внутренней части штуцера, участвующ ая в укреплении отверстия: Lp2, мм	Исп олнитель ная толщина стенки штуцера Sш, мм	Рас четная толщин а стенки штуцер а Sp ш, мм	Толщ ина укрепляют его накладног о кольца Syp, мм	Рас четная ширина накладн ого кольца L, мм	Рас четный диаметр круглог о отверст ия штуцер а dp, мм	Расчетный диаметр отверстия, не требующий укрепления, при отсутствии избыточной толщины стенки укрепляемого элемента dop, мм	Площ адь укрепляют его сечения внешней и внутренне й частей штуцера а, мм ²	Расч етная площадь вырезанн ого сечения w, мм ²
Отверст ие входа нефтегазово й смеси – А.	76,035	30,414	8	1,6 67	5	124 ,097	354	36,661	1342	1203
Отверст ие люка- лаза – С	90,139	36,056	8	2,3 82	6	129 ,615	504	36,661	1706	1665
Отверст ие для предохранит ельного клапана – Е	58,63	23,452	8	0,9 53	3	112 ,25	204	36,661	839,97 9	741, 235

Отверстие входа газа – В.	51,539	20,616	8	0,7 14	2	105 ,83	154	36,661	635,60 1	587, 235
Отверстие для указателя уровня-М	33,072	13,229	8	0,2 38	2	105 ,83	54	36,661	465,42 9	279, 235
Отверстие входа нефти –Б	64,952	25,981	8	1,1 91	4	118 ,322	254	36,661	1053	895
Отверстие выхода газа – Г.	51,539	20,616	8	0,7 14	2	105 ,83	154	36,661	635,60 1	587, 235
Отверстие для пропарки-Л	33,072	13,229	8	0,2 38	2	105 ,83	54	36,661	465,42 9	279, 235
Отверстие для регулятора уровня - И	33,072	13,229	8	0,2 38	2	105 ,83	54	36,661	465,42 9	279, 235
Отверстие выхода нефти – Д	64,952	25,981	8	1,1 91	4	118 ,322	254	36,661	1053	895
Отверстие для термометра ртутного– П.	33,072	13,229	8	0,2 38	2	105 ,83	54	36,661	465,42 9	587, 235
Отверстие для сигнализатора уровня – К	33,072	13,229	8	0,2 38	2	105 ,83	54	36,661	465,42 9	279, 235

Таблица

Продолжение таблицы

Укрепл яемое отверстие и его обозначени е на чертеже	Результат расчета.									
	Расчет ная длина внешней части штуцера, участвующ ая в укреплени и отверстия: Lp1, мм	Расчетн ая длина внутренней части штуцера, участвующа я в укреплении отверстия: Lp2, мм	Исп олнитель ная толщина стенки штуцера Sш, мм	Рас четная толщин а стенки штуцер а Sp ш, мм	Толщ ина укрепляю щего накладног о кольца Syp, мм	Рас четная ширина накладн ого кольца L, мм	Рас четный диаметр круглог о отверст ия штуцер а dp, мм	Расчетный диаметр отверстия, не требующий укрепления, при отсутствии избыточной толщины стенки укрепляемого элемента dop, мм	Площ адь укрепляю щего сечения внешней и внутренне й частей штуцера а, мм ²	Расч етная площадь вырезанн ого сечения w, мм ²
Отверст ие для манометра – Н.	33,072	13,229	8	0,2 38	2	105 ,83	54	36,661	465,42 9	279, 235
Отверст ие для очистки – Т.	76,035	30,414	8	1,6 67	5	124 ,097	354	36,661	1342	1203

Расчёт фланцевых соединений.

Фланцевое соединение рассчитываем на прочность и герметичность при этом задаваясь следующими недостающими данными: материал фланца — сталь 10Г2, материал болтов сталь 35Х. Фланцы неизолированные, плоские приварные встык, имеют уплотнительную плоскую поверхность типа "шип - паз". Внешние изгибающий момент и осевая сила отсутствуют. А также при уже имеющихся рассчитанных параметрах.

внутренний диаметр патрубка 3: $D_{шт3} := 512 \text{ мм}$

исполнительная толщина стенки штуцера; $S_{шт3} := 8 \text{ мм}$

внутреннее давление в корпусе; $P_{и} := 1.6 \text{ МПа}$

температура в аппарате; $t_{апп} := 40 \text{ }^{\circ}\text{C}$

толщина фланцевой втулки; $S_o := 15 \text{ мм}$

Заданная конструкция фланца, а также тип уплотнительной поверхности представлен на рисунке 7.

Конструктивные размеры фланца. Толщина втулки принята $S_o=11 \text{ мм}$, что удовлетворяет условию:

$S_o > S (15 > 14)$ и $S_o - S < 5 (15 - 14 = 1 \text{ мм} < 5 \text{ мм})$.

где

$\beta_1 := 2$

при

$$\frac{D_{шт3}}{S_o} = 34.13$$

Толщина s_1 втулки определяется по формуле:

$$S_1 := \beta_1 \cdot S_0$$

$$S_1 = 30 \text{ мм}$$

Высота втулки фланца определяется как:

при

$$i := \frac{1}{3}$$

$$\frac{1}{i} \cdot (S_1 - S_0) = 45$$

Принимаем

$$h_b := 35 \text{ мм}$$

Эквивалентная толщина втулки фланца определяется как:

$$S_{эк} := S_0 \cdot \left[1 + \frac{h_b \cdot (\beta_1 - 1)}{h_b + 0.25 \cdot (\beta_1 + 1) \cdot \sqrt{D_{шт3} \cdot S_0}} \right]$$

$$S_{эк} = 20.21 \text{ мм}$$

Диаметр болтовой окружности:

при

$$u := 4 \text{ мм} \quad \text{— нормативный зазор между гайкой и втулкой;}$$

$$d_6 := 20 \text{ мм} \quad \text{— диаметр болта;}$$

$$D_{шт3} + 2 \cdot (2 \cdot S_0 + d_6 + u) = 620 \text{ мм}$$

Принимаем

$$D_6 := 620 \text{ мм}$$

Наружный диаметр фланца:

при

$$a := 36 \text{ мм} \quad \text{— конструктивная прибавка для шестигранных гаек с уменьшенным размером под ключ;}$$

Принимаем

$$D_6 := 620 \text{ мм}$$

Наружный диаметр фланца:

при

$$a := 36 \text{ мм} \quad \text{— конструктивная прибавка для шестигранных гаек с уменьшенным размером под ключ;}$$

$$D_6 + a = 656 \text{ мм}$$

Принимаем

$$D_n := 670 \text{ мм}$$

Наружный диаметр прокладки:
при

$e := 30 \text{ мм}$ — нормативный параметр для плоских прокладок;

$$D_{np} := D_6 - e$$

$$D_{np} = 590 \text{ мм}$$

Средний диаметр прокладки:
при

$b := 15 \text{ мм}$ — ширина плоской паронитовой прокладки для диаметра патрубка
 $D_y = 500 \text{ мм}$;

$$D_{сп} := D_{np} - b$$

$$D_{сп} = 575 \text{ мм}$$

Количество болтов необходимых для обеспечения герметичности
соединения:
при

$$t_{ш} := 3.5 \cdot d_6$$

$t_{ш} = 70 \text{ мм}$ — шаг расположения болтов М20 на болтовой окружности при
 $P_r = 0,8 \text{ МПа}$;

$$\frac{\pi \cdot D_6}{t_{ш}} = 27.83$$

Принимаем n_6 кратное четырём;

$$n_6 := 28 \text{ шт}$$

— ориентировочная высота (ширина) фланца
при

$\lambda_\phi := 0.32$ — для плоских приварных встык фланцев при $P_r = 0,8 \text{ МПа}$:

$$\lambda_\phi \cdot \sqrt{D_{шт3} \cdot S_{эк}} = 32.55$$

Принимаем

$$h_\phi := 50 \text{ мм}$$

Расстояние между опорными поверхностями гаек для фланцевого соединения с уплотнительной поверхностью типа "шип-паз"(ориентировочно):
при

$h_{п} := 2 \text{ мм}$ — толщина паронитовой прокладки;

$$l_{бo} := 2 \cdot (h_{ф} + h_{п})$$

$$l_{бo} = 104 \text{ мм}$$

Расчётная длина болта

$$(l_{бo} + 0.28 \cdot d_б) \cdot 10^{-3} = 0.11 \text{ м}$$

$$l_б := 0.13 \text{ м}$$

— Нагрузки, действующие на фланец. Равнодействующая внутреннего давления

$$F_d := P_{и} \cdot 0.785 \cdot (D_{сп} \cdot 10^{-3})^2$$

$$F_d = 0.42 \text{ МН}$$

Реакция прокладки:
при

$k_{пр} := 2.5$ — коэффициент прокладки для паронита толщиной $> 1 \text{ мм}$;

$b_o := 0.12 \sqrt{b}$ — эффективная ширина прокладки;

$$R_{п} := \pi \cdot D_{сп} \cdot 10^{-3} \cdot b_o \cdot 10^{-3} \cdot k_{пр} \cdot P_{и}$$

$$R_{п} = 3.36 \times 10^{-3} \text{ МН}$$

Усилие, возникающее от температурных деформаций:
при

$$\alpha_{ф} := 16.6 \cdot 10^{-6} \frac{1}{^{\circ}\text{C}} \text{ — коэффициент линейного расширения материала фланца (10Г2);}$$

$$\alpha_{б} := 13.3 \cdot 10^{-6} \frac{1}{^{\circ}\text{C}} \text{ — коэффициент линейного расширения материала болтов (35Х);}$$

$t_{ф} := 0.96 \cdot 155 \text{ }^{\circ}\text{C}$ — расчётная температура неизолированных фланцев;

$t_6 := 0.95 \cdot 155 \text{ }^{\circ}\text{C}$ — расчётная температура болтов;

$E_6 := 1.9 \cdot 10^5 \text{ МПа}$ — модуль продольной упругости материала болтов;

$f_6 := 2.35 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$ — расчётная площадь поперечного сечения болта по внутреннему диаметру резьбы;

$$y_6 := \frac{l_6}{E_6 \cdot f_6 \cdot n_6}$$

$y_6 = 1.04 \times 10^{-4} \frac{\text{м}}{\text{МН}}$ — податливость болтов;

$E_n := 2000 \text{ МПа}$ — модуль продольной упругости материала прокладки;

$$y_n := \frac{h_n \cdot 10^{-3}}{E_n \cdot \pi \cdot D_{сп} \cdot 10^{-3} \cdot b \cdot 10^{-3}}$$

$y_n = 3.69 \times 10^{-5} \frac{\text{м}}{\text{МН}}$ — податливость прокладки;

$$\lambda_{1\phi} := \frac{h_{\phi}}{\sqrt{D_{шт3} \cdot S_{эк}}}$$

$$\lambda_{1\phi} = 0.49$$

$$\psi_2 := \frac{D_n + D_{шт3}}{D_n - D_{шт3}}$$

$$\psi_2 = 7.48$$

$$\psi_1 := 1.28 \cdot \log \left(\frac{D_n \cdot 10^{-3}}{D_{шт3} \cdot 10^{-3}} \right)$$

$$\psi_1 = 0.15$$

$$\nu := \frac{1}{1 + 0.9\lambda_1\phi \cdot \left(1 + \frac{\psi_1 \cdot h\phi^2}{S_{\text{эк}}^2}\right)}$$

$$\nu = 0.54$$

$E := 2 \cdot 10^5$ МПа — модуль продольной упругости материала фланца;

$$y\phi := [1 - \nu \cdot (1 + 0.9\lambda_1\phi)] \cdot \frac{\psi_2}{(h\phi \cdot 10^{-3})^3 \cdot E}$$

$$y\phi = 0.07 \frac{\text{м}}{\text{МН}} \quad \text{— податливость фланца;}$$

Тогда

$$F_t := \frac{y_6 \cdot n_6 \cdot f_6 \cdot E_6 \cdot (\alpha\phi \cdot t\phi - \alpha_6 \cdot t_6)}{y_{\text{п}} + y_6 + 0.5 \cdot y\phi \cdot (D_6 \cdot 10^{-3} - D_{\text{сп}} \cdot 10^{-3})^2}$$

$$F_t = 0.32 \text{ МН}$$

Коэффициент жёсткости фланцевого соединения:

$$k_{\text{ж}} := \frac{y_6 + 0.5 \cdot y\phi \cdot (D_6 \cdot 10^{-3} - D_{\text{шт3}} \cdot 10^{-3} - S_{\text{эк}} \cdot 10^{-3}) \cdot (D_6 \cdot 10^{-3} - D_{\text{сп}} \cdot 10^{-3})}{y_{\text{п}} + y_6 + 0.5 \cdot y\phi \cdot (D_6 \cdot 10^{-3} - D_{\text{сп}} \cdot 10^{-3})^2}$$

$$k_{\text{ж}} = 1.13$$

Болтовая нагрузка в условиях монтажа до подачи внутреннего давления:
при

$p_{\text{пр}} := 20$ МПа — минимальное давление обжатия прокладки;

$$k_{\text{ж}} \cdot F_{\text{д}} + R_{\text{п}} = 0.47 \text{ МН}$$

$$0.5 \cdot \pi \cdot D_{\text{сп}} \cdot 10^{-3} \cdot b \cdot 10^{-3} \cdot p_{\text{пр}} = 0.27 \text{ МН}$$

$$F_{61} := k_{\text{ж}} \cdot F_{\text{д}} + R_{\text{п}}$$

$$F_{61} = 0.47$$

Болтовая нагрузка в рабочих условиях:

$$F_{62} := F_{61} + (1 - k_{\text{ж}}) \cdot F_{\text{д}} + F_t$$

$$F_{62} = 0.74 \text{ МН}$$

Приведённый изгибающий момент

$$0.5 \cdot (D_6 \cdot 10^{-3} - D_{сп} \cdot 10^{-3}) \cdot F_{61} = 0.01 \quad \text{МН} \cdot \text{м}$$

$$0.5 \cdot (D_6 \cdot 10^{-3} - D_{сп} \cdot 10^{-3}) \cdot F_{62} + (D_{сп} \cdot 10^{-3} - D_{шт3} \cdot 10^{-3} - S_{эк} \cdot 10^{-3}) \cdot F_d \cdot \frac{\sigma_{доп20}}{\sigma_{доп100}} = 0.04$$

$$M_o := 0.5 \cdot (D_6 \cdot 10^{-3} - D_{сп} \cdot 10^{-3}) \cdot F_{62} + (D_{сп} \cdot 10^{-3} - D_{шт3} \cdot 10^{-3} - S_{эк} \cdot 10^{-3}) \cdot F_d \cdot \frac{\sigma_{доп20}}{\sigma_{доп100}}$$

— Проверка прочности и герметичности соединения.
при

$\sigma_{620} := 230 \text{ МПа}$ - допускаемое напряжение материала болтов при $t=20 \text{ }^{\circ}\text{C}$;

$\sigma_6 := 225 \text{ МПа}$ - допускаемое напряжение материала болтов при $t=100 \text{ }^{\circ}\text{C}$;

$$\frac{F_{61}}{n_6 \cdot f_6} = 71.6 \text{ МПа} < \sigma_{620} := 230 \text{ МПа}$$

$$\frac{F_{62}}{n_6 \cdot f_6} = 112.39 \text{ МПа} < \sigma_6 := 225 \text{ МПа}$$

Условие прочности для болтов выполняется.

Условие прочности для паронитовой прокладки.

$$F_{6\max} := F_{62}$$

$$\frac{F_{6\max}}{\pi \cdot D_{сп} \cdot 10^{-3} \cdot b \cdot 10^{-3}} = 27.29 \text{ МПа} < p_{прдоп} := 130 \text{ МПа}$$

Условие прочности для паронитовой прокладки, также выполняется.

Максимальное напряжение в сечении фланца, ограниченном размером S_1 ,
при

$$T\phi := \frac{\left(D_H \cdot 10^{-3}\right)^2 \cdot \left(1 + 8.55 \cdot \log\left(\frac{D_H}{D_{шт3}}\right)\right) - \left(D_{шт3} \cdot 10^{-3}\right)^2}{\left[1.05 \cdot \left(D_{шт3} \cdot 10^{-3}\right)^2 + 1.945 \cdot \left(D_H \cdot 10^{-3}\right)^2\right] \cdot \left(\frac{D_H}{D_{шт3}} - 1\right)}$$

$$T\phi = 1.79$$

$$f\phi := 4$$

при

$$\beta_1 = 2$$

$$\frac{h_v}{D_{шт3} \cdot S_o} = 4.56 \times 10^{-3}$$

$$\sigma_1 := \frac{T\phi \cdot M_o \cdot v}{D_{шт3} \cdot 10^{-3} \cdot \left(S_1 \cdot 10^{-3} - 1 \cdot 10^{-3}\right)^2}$$

$$\sigma_1 = 80.03 \quad \text{МПа}$$

Максимальное напряжение в сечении фланца, ограниченном размером S_o ,

$$\sigma_o := f\phi \cdot \sigma_1$$

$$\sigma_o = 320.12 \quad \text{МПа}$$

Напряжение во втулке от внутреннего давления:
тангенциальное

$$\sigma_t := \frac{P_i \cdot D_{шт3}}{2 \cdot (S_o - c)}$$

$$\sigma_t = 31.51 \quad \text{МПа}$$

меридиональное

$$\sigma_m := \frac{P_i \cdot D_{шт3}}{4 \cdot (S_o - c)}$$

$$\sigma_m = 15.75 \quad \text{МПа}$$

$$\sigma_T = 280 \quad \text{МПа}$$

Окружное напряжение в кольце фланца

$$\sigma_k := M_o \cdot [1 - \nu \cdot (1 + 0.9 \cdot \lambda_1 \phi)] \cdot \frac{\psi^2}{(h_\phi \cdot 10^{-3})^2 \cdot D_{шт3} \cdot 10^{-3}}$$

$$\sigma_k = 45.49 \text{ МПа}$$

Условие прочности для сечения, ограниченного размером $S1 = 22 \text{ мм}$

$$\sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_k^2} - \sigma_k \cdot \sigma_1 = 69.52 \text{ МПа} < \sigma_T = 280 \text{ МПа}$$

ВЫПОЛНЯЕТСЯ

Условие прочности для сечения, ограниченного размером $S_o = 11 \text{ мм}$

$$\sqrt{(\sigma_o + \sigma_m)^2 - \sigma_t^2} - (\sigma_o + \sigma_m) \cdot \sigma_t = 318.1 \text{ МПа} < \phi \cdot 0.002 \cdot E = 400 \text{ МПа}$$

ВЫПОЛНЯЕТСЯ

Условие герметичности фланцевого соединения

$$\theta := \frac{\sigma_k}{E} \cdot \frac{D_{шт3}}{h_\phi} \quad \text{— угол поворота плоского фланца;}$$

$$\theta = 2.33 \times 10^{-3} \text{ рад} < \theta_{\text{доп}} := 0.009 \text{ рад} \quad \text{— допускаемый угол поворота плоского приварного встык фланца;}$$

Следовательно условие герметичности фланцевого соединения выполняется.

Расчет фланцев диаметром 50,100,150,200,250,350,500, произведен аналогично при помощи программы `фланец.xmcd`, исходные данные и результаты расчетов приведены в таблицах: 6.3

Внутренний диаметр фланца Dвн мм	Результаты расчета.						
	Наружный диаметр фланца Dн, мм	Угол поворота фланца Θ, рад	Давление обжатия прокладки Z2, МПа	Напряжение в болтовом соединении Z1, МПа	Длина болта L, мм	Диаметр болтовой окружности Dб, мм	Кол-во болтов пб, шт
350	455	0,004332	18,002	95,6	70	420	20
500	605	0,007459	26,528	14,559	80	570	24
200	305	0,002217	12,269	54,229	60	270	16
100	205	0,001161	8,666	52,896	50	170	8
150	255	0,001968	10,592	49,125	50	220	12
50	155	0,002422	8,463	28,935	50	120	8
250	355	0,002418	13,673	74,395	70	320	16

Расчёт опор.

Находим вес аппарата при гидравлических испытаниях с учётом того, что он полностью будет заполнен водой при комнатной температуре, а также выбираем тип опорного устройства его размеры.

$$G_{\text{апп}} := \frac{(15400 + 0.785 \cdot 3^2 \cdot 10.500 \cdot 1000 + 2 \cdot 3958) \cdot 10}{10^6}$$

$$G_{\text{апп}} = 0.97 \text{ МН}$$

Находим нагрузку приходящуюся на одну опору, при условии, что их две.

$$G_{\text{оп}} := \frac{G_{\text{апп}}}{2}$$

$$G_{\text{оп}} = 0.49 \text{ МН}$$

Приведенную длину днища определяем по формуле(ЛТ с684).

при

$$G_{\text{д}} := 0.013 \text{ МН} \text{ -сила тяжести днища;}$$

$$V_{\text{д}} := 3.958 \text{ м}^3 \text{ -ёмкость днища;}$$

$$\rho := 7850 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \text{ -плотность стали 09Г2С;}$$

$$\rho_{\text{с}} := 1000 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \text{ -плотность среды в аппарате;}$$

$$D_{\text{нар}} := 3.02 \text{ м} \text{ -наружный диаметр корпуса аппарата;}$$

$$L_{\text{к}} := 10.5 \text{ м} \text{ -длина цилиндрической части корпуса;}$$

$$L_{\text{д}} := \frac{G_{\text{д}} + V_{\text{д}} \cdot \rho_{\text{с}} \cdot 9.81}{0.785 \cdot 9.81 \cdot [\rho \cdot (D_{\text{нар}}^2 - D_{\text{вн}}^2) + \rho_{\text{с}} \cdot D_{\text{вн}}^2]}$$

$$L_{\text{д}} = 0.13 \text{ м}$$

Приведенную длину аппарата определяем по формуле(ЛТ с684).

$$L_{\text{пр}} := L_{\text{к}} + 2 \cdot L_{\text{д}}$$

$$L_{\text{пр}} = 2.75 \text{ м}$$

Расстояние между опорами при;

$$l_1 := 0.207 \cdot L_{\text{пр}}$$

$$l_1 = 0.57$$

$$l := L_{\text{пр}} - 2l_1$$

$$l = 1.61 \text{ м}$$

Находим расчетный изгибающий момент.

$$M_{\text{и}} := 0.0215 \cdot G_{\text{апп}} \cdot L_{\text{пр}}$$

$$M_{\text{и}} = 0.06 \text{ МН} \cdot \text{м}$$

Напряжение на изгиб в корпусе от силы тяжести определяем по формуле.

$$\sigma_{\text{и}} := \frac{M_{\text{и}}}{0.8 \cdot D_{\text{вн}}^2 \cdot \frac{S_{\text{ио}} - c}{1000}}$$

$$\sigma_{\text{и}} = 1.24 \text{ МПа}$$

т.е. напряжение на изгиб в корпусе от силы тяжести ничтожно малы, поэтому на устойчивость корпус не проверяем.

Выбираем ширину опоры по рис.29,9 (ЛТс680) тип I:

$$b_o := 0.2 \cdot D_{\text{вн}}$$

$$b_o = 0.44 \text{ м}$$

Момент сопротивления расчётного сечения стенки корпуса над опорой определяем по формуле (ЛТс680) :

$$W := \frac{\left(b_o + 8 \cdot \frac{S_{\text{ио}} - c}{1000} \right) \cdot \left(\frac{S_{\text{ио}} - c}{1000} \right)^2}{6}$$

$$W = 1.29 \times 10^{-5} \text{ м}^3$$

Напряжение на изгиб в стенке корпус от действия реакции опоры определяем по формуле:

$$\sigma_{\text{из}} := \frac{0.02 \cdot G_{\text{оп}} \cdot D_{\text{нар}}}{W}$$

$$\sigma_{из} = 2.29 \times 10^3 \text{ МПа} > \sigma_{ид} := 170 \text{ МПа} - \text{допускаемое напряжение на изгиб}$$

следовательно, требуется усилить стенку над опорой накладкой.

Требуемый момент сопротивления усиленного сечения элемента стенки определяем по формуле:

$$W_{треб} := \frac{0.02 \cdot G_{оп} \cdot D_{нар}}{\sigma_{ид}}$$

$$W_{треб} = 1.73 \times 10^{-4} \text{ м}^3$$

Поскольку $4\sigma_{ид} = 680 \text{ МПа} < \sigma_{из} = 2.29 \times 10^3 \text{ МПа}$, принимаем толщину

накладки $s_H := 16 \text{ мм}$

Расчётную площадь поперечного сечения стенки корпуса определяем по формуле

$$F_c := \left(b_o + 8 \cdot \frac{S_{ио} - c}{1000} \right) \cdot \left(\frac{S_{ио} - c}{1000} \right)$$

$$F_c = 6.43 \times 10^{-3} \text{ м}^2$$

Расчётную площадь поперечного сечения накладки определяем по формуле

$$F_H := \left(b_o + \frac{4s_H}{1000} \right) \cdot \frac{s_H}{1000}$$

$$F_H = 8.06 \times 10^{-3} \text{ м}^2$$

Момент инерции площади F_c определяем по формуле

$$J_c := \frac{F_c \cdot \left(\frac{S_{ио} - c}{1000} \right)^2}{12}$$

$$J_c = 7.72 \times 10^{-8} \text{ м}^4$$

Момент инерции площади F_H определяем по формуле

$$J_H := \frac{F_H \cdot \left(\frac{s_H}{10^3} \right)^2}{12}$$

Расстояние от нижней поверхности накладки до центра тяжести площади $F_c + F_H$ определяем по формуле

$$y := \frac{F_c \cdot \left[\frac{s_H}{1000} + 0.5 \cdot \left(\frac{S_{ио} - c}{1000} \right) \right] + 0.5 \cdot F_H \cdot \frac{s_H}{1000}}{F_c + F_H}$$

$$y = 0.014 \quad \text{м}$$

Расчётный момент сопротивления усиленного накладкой сечения корпуса определяем по формуле

$$W_p := \frac{J_c + J_H + F_c \cdot \left[\frac{s_H}{1000} + 0.5 \cdot \left(\frac{S_{ио} - c}{1000} \right) - y \right]^2 + F_H \cdot \left(y - 0.5 \cdot \frac{s_H}{1000} \right)}{y}$$

$$W_p = 3.57 \times 10^{-3} \quad \text{м}^3$$

$$\text{Итак } W_p = 3.57 \times 10^{-3} \text{ м}^3 > W_{\text{треб}} = 1.73 \times 10^{-4} \text{ м}^3 \text{ т.е. прочность}$$

опоры ОГ -II-3000-30 МН 5132-63 обеспечивается полностью.

5.2.3 Расчет толщины цилиндрической обечайки отстойника.

Определим гидростатическое давление P_r , МПа:

при

внутреннем диаметре аппарата:

$$D_{вн} := 3.4 \text{ м}$$

рабочем давлении среды:

$$P_p := 0.6 \text{ МПа}$$

коэффициенте прочности сварных швов
(автоматическая дуговая электросварка):

$$\phi := 1$$

допускаемом напряжении стали 09Г2С при $t=20^\circ\text{C}$:

$$\sigma_{\text{доп}20} := 170 \text{ МПа}$$

допускаемом напряжении стали 09Г2С при $t=100^\circ\text{C}$:

$$\sigma_{\text{доп}100} := 160 \text{ МПа}$$

минимальном значении предела текучести стали 09Г2С
при $t=20^\circ\text{C}$:

$$\sigma_T := 280 \text{ МПа}$$

плотности рабочей среды:

$$\rho_{\text{ср}} := 1000 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

скорости коррозии материала:

$$П := 0.1 \frac{\text{мм}}{\text{год}}$$

предполагаемом сроке службы аппарата:

$$\tau := 20 \text{ лет}$$

Находим допускаемое напряжение стали 09Г2С при гидравлических
испытаниях:

$$\sigma_{\text{исп}} := \frac{\sigma_T}{1.1}$$

$$\sigma_{\text{исп}} = 254.55 \text{ МПа}$$

Рассчитываем гидростатическое давление:

$$P_r := \frac{\rho_{\text{ср}} \cdot D_{\text{вн}} \cdot 9.81}{10^6}$$

$$P_r = 0.03 \text{ МПа}$$

$$\frac{P_r \cdot 100}{P_p} = 5.56 \text{ , что меньше 5\%, следовательно гидростатическое}$$

давление не учитываем.

Пробное давление при гидравлическом испытании, МПа:

$$P_{\text{и}} := 1.25 \cdot P_{\text{р}} \cdot \frac{\sigma_{\text{доп20}}}{\sigma_{\text{доп100}}}$$

$$P_{\text{и}} = 0.8 \quad \text{МПа}$$

Прибавка к расчетной толщине стенки для компенсации коррозии, мм:

$$c := \Pi \cdot \tau \rightarrow 2.0 \text{ мм}$$

Определяем расчетную и исполнительную толщины стенки цилиндрической обечайки с учётом прибавки на коррозию:

при рабочих условиях:

$$S_{\text{р1}} := P_{\text{р}} \cdot \frac{D_{\text{вн}} \cdot 1000}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{\text{доп100}} - P_{\text{р}}} + c$$

$$S_{\text{р1}} = 8.39 \quad \text{мм}$$

при гидравлических испытаниях:

$$S_{\text{р2}} := P_{\text{и}} \cdot \frac{D_{\text{вн}} \cdot 1000}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{\text{исп}} - P_{\text{и}}} + c$$

$$S_{\text{р2}} = 7.33 \quad \text{мм}$$

Принимаем максимальное значение толщины стенки обечайки и округляем до стандартного значения

$$S_{\text{ио}} := 11 \quad \text{мм}$$

$$\frac{S_{\text{ио}} - c}{D_{\text{вн}} \cdot 1000} = 2.65 \times 10^{-3} < 0.1 \Rightarrow \text{условие применимости формул для тонкостенного сосуда выполняется.}$$

Находим допускаемое давление:

$$P_{\text{доп1}} := \frac{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{\text{доп100}} \cdot (S_{\text{ио}} - c)}{D_{\text{вн}} \cdot 1000 + S_{\text{ио}} - c}$$

$P_{\text{доп1}} = 0.84 \text{ МПа}$ — в рабочих условиях

$$P_{\text{доп2}} := \frac{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{\text{исп}} \cdot (S_{\text{ио}} - c)}{D_{\text{вн}} \cdot 1000 + S_{\text{ио}} - c}$$

$P_{\text{доп2}} = 1.3 \text{ МПа}$ — при проведении гидравлических испытаний

Определение толщины стенки эллиптического днища отстойника.

Расчётная толщина стенки эллиптического днища:

при рабочих условиях:

$$S_{\text{рдно1}} := \left(P_{\text{р}} \cdot \frac{D_{\text{вн}} \cdot 1000}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{\text{доп100}} - 0.5 \cdot P_{\text{р}}} \right) + c$$

$$S_{\text{рдно1}} = 8.38 \text{ мм}$$

при гидравлических испытаниях:

$$S_{\text{рдно2}} := \left(P_{\text{и}} \cdot \frac{D_{\text{вн}} \cdot 1000}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{\text{исп}} - 0.5 \cdot P_{\text{и}}} \right) + c$$

$$S_{\text{рдно2}} = 7.33 \text{ мм}$$

Из условия округления толщины стенки эллиптической крышки принимаем максимальное значение толщины и округляем до стандартного значения

$$S_{\text{идн}} := 11 \text{ мм}$$

Находим допускаемое давление:

при рабочих условиях:

$$P_{\text{допдн1}} := 2 \cdot \phi \cdot \sigma_{\text{доп100}} \cdot \frac{S_{\text{идн}} - c}{D_{\text{вн}} \cdot 1000 + 0.5 \cdot (S_{\text{идн}} - c)}$$

$$P_{\text{допдн1}} = 0.85 \text{ МПа}$$

при гидравлических испытаниях:

$$P_{\text{допдн2}} := 2 \cdot \phi \cdot \sigma_{\text{исп}} \cdot \frac{S_{\text{идн}} - c}{D_{\text{вн}} \cdot 1000 + 0.5 \cdot (S_{\text{идн}} - c)}$$

$$P_{\text{допдн2}} = 1.35 \text{ МПа}$$

Таким образом:

Для обечайки

$$P_r = 0.6 \text{ МПа} < P_{\text{доп1}} = 0.84 \text{ МПа}$$

$$P_i = 0.8 \text{ МПа} < P_{\text{доп2}} = 1.34 \text{ МПа}$$

Для эллиптической
крышки

$$P_r = 0.6 \text{ МПа} < P_{\text{допдн1}} = 0.85 \text{ МПа}$$

$$P_i = 0.8 \text{ МПа} < P_{\text{допдн2}} = 1.35 \text{ МПа}$$

Таким образом при толщине стенки $s=11$ мм обеспечивается прочность эллиптической крышки, при толщине стенки $s=11$ мм обеспечивается прочность цилиндрической обечайки горизонтально стоящего отстойника как в рабочем состоянии, так и при гидравлических испытаниях.

Расчёт укрепления в отверстиях:

Расчёт укрепления отверстий в обечайке.

Расчётный диаметр укрепляемой цилиндрической оболочки:

$$D_p := D_{\text{вн}} \cdot 1000$$

$$D_p = 3.4 \times 10^3 \text{ мм}$$

По ГОСТ 24755—81 расчётный диаметр одиночного отверстия, не требующего дополнительного укрепления, при наличии избыточной толщины стенки сосуда равен:

$$2 \cdot \left(\frac{S_{\text{ио}} - c}{S_{p1}} - 0.8 \right) \cdot \sqrt{D_p \cdot (S_{\text{ио}} - c)} = 95.54 \text{ мм}$$

Следовательно, отверстия значения диаметра которых больше, необходимо укреплять.

Рассчитаем укрепление отверстия для штуцера 3, изготовленного из стали 09Г2С. Расчётная схема представлена на рисунке 4 (укрепление отверстия с помощью накладного кольца).

Расчётная толщина стенки с учётом прибавки на коррозию будет равна:

$$S_{ршт3} := P_{и} \cdot \frac{d_{шт3}}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{доп20} - P_{и}} + c$$

$$S_{ршт3} = 3.17 \text{ мм}$$

Исполнительную толщину стенки входного штуцера принимаем:

$$S_{шт3} := 8 \text{ мм}$$

Тогда расчётная прибавка стенки участвующая в укреплении будет равна:

$$S_{шт3} - S_{ршт3} = 4.83 \text{ мм}$$

Расчетный диаметр круглого отверстия штуцера:

$$d_{ршт3} := d_{шт3} + 2 \cdot c$$

$$d_{ршт3} = 504 \text{ мм}$$

Расчетная длина внешней и внутренней частей штуцера, участвующих в укреплении отверстия.

$$l_{1ршт3} := 1.25 \cdot \sqrt{(d_{шт3} + 2 \cdot c) \cdot (S_{шт3} - c)}$$

$$l_{1ршт3} = 68.74 \text{ мм}$$

$$l_{2ршт3} := 0.5 \cdot \sqrt{(d_{шт3} + 2 \cdot c) \cdot (S_{шт3} - c)}$$

$$l_{2ршт3} = 27.5 \text{ мм}$$

Принимаем толщину накладного кольца равной толщине стенки обечайки;

$$S_{нк} := 11 \text{ мм}$$

Расчётная длина образующей оболочки в зоне укрепления.

$$\sqrt{D_p \cdot (S_{нк} - c)} = 174.93$$

Принимаем:

$$L_{o3} := 200 \text{ мм}$$

Находим расчётный диаметр отверстия не требующего укрепления при отсутствии избыточной толщины стенки укрепляемого элемента;

$$d_{op} := 0.4 \cdot \sqrt{D_p \cdot (S_{ио} - c)}$$

$$d_{op} = 69.97 \text{ мм}$$

Проверяем условие укрепления отверстия накладным кольцом (изготовленного из стали 09Г2С) для входного штуцера.

при

$$\chi_1 := 1$$

$$\chi_2 := 1$$

$$(l_{1шт3} + S_{нк} + S_{ио} - S_{p1} - c) \cdot (S_{шт3} - S_{ршт3} - c) + l_{2ршт3} \cdot (S_{шт3} - 2 \cdot c) \cdot \chi_1 = 337.01$$

$$\sqrt{D_p \cdot (S_{нк} + S_{ио} - c)} \cdot (\chi_2 \cdot S_{нк} + S_{ио} - S_{p1} - c) = 3.03 \times 10^3$$

$$786.52 + 2.41 \times 10^3 = 3.2 \times 10^3 > 0.5 \cdot (d_{ршт3} - d_{op}) \cdot S_{p1} = 1.82 \times 10^3$$

Как видно из неравенства условие укрепления отверстия накладным кольцом для входного штуцера выполняется.

Укрепление ответствий в эллиптическом днище

Проверяем необходимость укрепления отверстия под люк-лаз в эллиптическом днище.

Находим расчётный диаметр эллиптического днища:

при

$r := 0$ мм — расстояние от центра укрепляемого отверстия до оси эллиптического днища;

$$D_{р\text{дн}} := 2 \cdot D_{вн} \cdot 1000 \cdot \sqrt{1 - 3 \cdot \left(\frac{r}{D_{вн} \cdot 1000} \right)^2}$$

$$D_{р\text{дн}} = 6.8 \times 10^3 \text{ мм}$$

Укрепл яемое отверстие и его обозначени е на чертеже	Результат расчета.									
	Расчет ная длина внешней части штуцера, участвующ ая в укреплени и отверстия: Lp1, мм	Расчетн ая длина внутренней части штуцера, участвующ ая в укреплении отверстия: Lp2, мм	Исп олнитель ная толщина стенки штуцера Sш, мм	Рас четная толщин а стенки штуцер а Sp ш, мм	Толщ ина укрепляю щего накладног о кольца Syp, мм	Рас четная ширина накладн ого кольца L, мм	Рас четный диаметр круглог о отверст ия штуцер а dp, мм	Расчетный диаметр отверстия, не требующий укрепления, при отсутствии избыточной толщины стенки укрепляемого элемента dop, мм	Площ адь укрепляю щего сечения внешней и внутренне й частей штуцера а, мм ²	Расч етная площадь вырезанн ого сечения w, мм ²
Отверст ие входа нефтегазово й смеси – А.	76,035	30,414	8	1,6 67	5	124 ,097	354	36,661	1342	1203
Отверст ие люка- лаза – В.	90,139	36,056	8	2,3 82	6	129 ,615	504	36,661	1706	1665
Отверст ие для регулятора уровня- Б.	90,139	36,056	8	2,3 82	6	129 ,615	504	36,661	1706	1665
Отверст ие выхода газа – Г.	51,539	20,616	8	0,7 14	2	105 ,83	154	36,661	635,60 1	587, 235

Отверстие для предохранительного вентиля-Д.	33,072	13,229	8	0,2 38	2	105 ,83	54	36,661	465,42 9	279, 235
Отверстие воздушника –И.	33,072	13,229	8	0,2 38	2	105 ,83	54	36,661	465,42 9	279, 235
Отверстие выхода нефти – К.	76,035	30,414	8	1,6 67	5	124 ,097	354	36,661	1342	1203
Отверстие для измерения давления-Л.	33,072	13,229	8	0,2 38	2	105 ,83	54	36,661	465,42 9	279, 235
Отверстие для измерения уровня – М.	33,072	13,229	8	0,2 38	2	105 ,83	54	36,661	465,42 9	279, 235
Отверстие выхода воды – Н	64,952	25,981	8	1,1 91	4	118 ,322	254	36,661	1053	895
Отверстие для пропарки– П.	33,072	13,229	8	0,2 38	2	105 ,83	54	36,661	465,42 9	587, 235
Отверстие для дренажа – Р	64,952	25,981	8	1,1 91	4	118 ,322	254	36,661	1053	895

Таблица
Продолжение таблицы

Укрепл яемое отверстие и его обозначени е на чертеже	Результат расчета.									
	Расчет ная длина внешней части штуцера, участвующ ая в укреплени и отверстия: Lp1, мм	Расчетн ая длина внутренней части штуцера, участвующ ая в укреплении отверстия: Lp2, мм	Исп олнитель ная толщина стенки штуцера Sш, мм	Рас четная толщин а стенки штуцер а Sp ш, мм	Толщ ина укрепляю щего накладног о кольца Syp, мм	Рас четная ширина накладн ого кольца L, мм	Рас четный диаметр круглог о отверст ия штуцер а dp, мм	Расчетный диаметр отверстия, не требующий укрепления, при отсутствии избыточной толщины стенки укрепляемого элемента dop, мм	Площ адь укрепляю щего сечения внешней и внутренне й частей штуцера а, мм ²	Расч етная площадь вырезанн ого сечения w, мм ²
Отверст ие для дренажа – С.	51,539	20,616	8	0,7 14	2	105 ,83	154	36,661	635,60 1	587, 235

Расчёт фланцевых соединений.

Фланцевое соединение рассчитываем на прочность и герметичность при этом задаваясь следующими недостающими данными: материал фланца — сталь 10Г2, материал болтов сталь 35Х. Фланцы неизолированные, плоские приварные встык, имеют уплотнительную плоскую поверхность. Внешние изгибающий момент и осевая сила отсутствуют. А также при уже имеющихся рассчитанных параметрах.

внутренний диаметр патрубка 3: $D_{шт3} := 512 \text{ мм}$

исполнительная толщина стенки штуцера; $S_{шт3} := 8 \text{ мм}$

внутреннее давление в корпусе; $P_{и} := 0.6 \text{ МПа}$

температура в аппарате; $t_{апп} := 40 \text{ }^{\circ}\text{C}$

толщина фланцевой втулки; $S_o := 12 \text{ мм}$

Заданная конструкция фланца, а также тип уплотнительной поверхности представлен на рисунке 7.

Конструктивные размеры фланца. Толщина втулки принята $S_o=11 \text{ мм}$, что удовлетворяет условию:

$S_o > S (12 > 11)$ и $S_o - S < 5 (12 - 11 = 1 \text{ мм} < 5 \text{ мм})$.

где

$\beta_1 := 2$

при

$$\frac{D_{шт3}}{S_o} = 42.67$$

Толщина s_1 втулки определяется по формуле:

$$S_1 := \beta_1 \cdot S_o$$

$$S_1 = 24 \text{ мм}$$

Высота втулки фланца определяется как:

при

$$i := \frac{1}{3}$$

$$\frac{1}{i} \cdot (S1 - S0) = 36$$

Принимаем

$$h_b := 35 \text{ мм}$$

Эквивалентная толщина втулки фланца определяется как:

$$S_{эк} := S_0 \cdot \left[1 + \frac{h_b \cdot (\beta_1 - 1)}{h_b + 0.25 \cdot (\beta_1 + 1) \cdot \sqrt{D_{шт3} \cdot S_0}} \right]$$

$$S_{эк} = 16.48 \text{ мм}$$

Диаметр болтовой окружности:

при

$$u := 4 \text{ мм} \quad \text{— нормативный зазор между гайкой и втулкой;}$$

$$d_b := 20 \text{ мм} \quad \text{— диаметр болта;}$$

$$D_{шт3} + 2 \cdot (2 \cdot S_0 + d_b + u) = 608 \text{ мм}$$

Принимаем

$$D_b := 620 \text{ мм}$$

Наружный диаметр фланца:

при

$$a := 36 \text{ мм} \quad \text{— конструктивная прибавка для шестигранных гаек с уменьшенным размером под ключ;}$$

$$D_b + a = 656 \text{ мм}$$

Принимаем

$$D_n := 670 \text{ мм}$$

Наружный диаметр прокладки:

при

$$e := 30 \text{ мм} \quad \text{— нормативный параметр для плоских прокладок;}$$

$$D_{нп} := D_b - e$$

$$D_{нп} = 590 \text{ мм}$$

Средний диаметр прокладки:
при

$b := 15$ мм — ширина плоской паронитовой прокладки для диаметра патрубка
 $D_y = 500$ мм;

$$D_{сп} := D_{нп} - b$$

$$D_{сп} = 575 \text{ мм}$$

Количество болтов необходимых для обеспечения герметичности
соединения:
при

$$t_{ш} := 3.5 \cdot d_б$$

$t_{ш} = 70$ мм — шаг расположения болтов М20 на болтовой окружности при
 $P_r = 0,8$ МПа;

$$\frac{\pi \cdot D_б}{t_{ш}} = 27.83$$

Принимаем $n_б$ кратное четырём;

$$n_б := 28 \text{ шт}$$

— ориентировочная высота (ширина) фланца
при

$\lambda_ф := 0.32$ — для плоских приварных встык фланцев при $P_r = 0,8$ МПа:

$$\lambda_ф \cdot \sqrt{D_{шт3} \cdot S_{эк}} = 29.39$$

Принимаем

$$h_ф := 50 \text{ мм}$$

Расстояние между опорными поверхностями гаек для фланцевого соединения
с уплотнительной поверхностью типа "шип-паз" (ориентировочно):
при

$h_{п} := 2$ мм — толщина паронитовой прокладки;

$$l_{бo} := 2 \cdot (h_ф + h_{п})$$

$$l_{бo} = 104 \text{ мм}$$

Расчётная длина болта

$$(l_{60} + 0.28 \cdot d_6) \cdot 10^{-3} = 0.11 \text{ м}$$

$$l_6 := 0.13 \text{ м}$$

— Нагрузки, действующие на фланец. Равнодействующая внутреннего давления

$$F_d := P_i \cdot 0.785 \cdot (D_{сп} \cdot 10^{-3})^2$$

$$F_d = 0.16 \text{ МН}$$

Реакция прокладки:
при

$k_{пр} := 2.5$ — коэффициент прокладки для паронита толщиной $> 1\text{ мм}$;

$b_0 := 0.12\sqrt{b}$ — эффективная ширина прокладки;

$$R_{п} := \pi \cdot D_{сп} \cdot 10^{-3} \cdot b_0 \cdot 10^{-3} \cdot k_{пр} \cdot P_i$$

$$R_{п} = 1.26 \times 10^{-3} \text{ МН}$$

Усилие, возникающее от температурных деформаций:
при

$$\alpha_{ф} := 16.6 \cdot 10^{-6} \frac{1}{^{\circ}\text{C}} \text{ — коэффициент линейного расширения материала фланца (10Г2);}$$

$$\alpha_6 := 13.3 \cdot 10^{-6} \frac{1}{^{\circ}\text{C}} \text{ — коэффициент линейного расширения материала болтов (35Х);}$$

$t_{ф} := 0.96 \cdot 155 \text{ }^{\circ}\text{C}$ — расчётная температура неизолированных фланцев;

$t_6 := 0.95 \cdot 155 \text{ }^{\circ}\text{C}$ — расчётная температура болтов;

$E_6 := 1.9 \cdot 10^5 \text{ МПа}$ — модуль продольной упругости материала болтов;

$f_6 := 2.35 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$ — расчётная площадь поперечного сечения болта по внутреннему диаметру резьбы;

$$y_6 := \frac{l_6}{E_6 \cdot f_6 \cdot n_6}$$

$$y_6 = 1.04 \times 10^{-4} \frac{\text{М}}{\text{МН}} \quad \text{— податливость болтов;}$$

$$E_{\text{п}} := 2000 \text{ МПа} \quad \text{— модуль продольной упругости материала прокладки;}$$

$$y_{\text{п}} := \frac{h_{\text{п}} \cdot 10^{-3}}{E_{\text{п}} \cdot \pi \cdot D_{\text{сп}} \cdot 10^{-3} \cdot b \cdot 10^{-3}}$$

$$y_{\text{п}} = 3.69 \times 10^{-5} \frac{\text{М}}{\text{МН}} \quad \text{— податливость прокладки;}$$

$$\lambda 1 \phi := \frac{h \phi}{\sqrt{D_{\text{шт3}} \cdot S_{\text{эк}}}}$$

$$\lambda 1 \phi = 0.54$$

$$\psi 2 := \frac{D_{\text{н}} + D_{\text{шт3}}}{D_{\text{н}} - D_{\text{шт3}}}$$

$$\psi 2 = 7.48$$

$$\psi 1 := 1.28 \cdot \log \left(\frac{D_{\text{н}} \cdot 10^{-3}}{D_{\text{шт3}} \cdot 10^{-3}} \right)$$

$$\psi 1 = 0.15$$

$$v := \frac{1}{1 + 0.9 \lambda 1 \phi \cdot \left(1 + \frac{\psi 1 \cdot h \phi^2}{S_{\text{эк}}^2} \right)}$$

$$v = 0.46$$

$$E := 2 \cdot 10^5 \text{ МПа} \quad \text{— модуль продольной упругости материала фланца;}$$

$$y_{\phi} := [1 - v \cdot (1 + 0.9 \lambda 1 \phi)] \cdot \frac{\psi 2}{(h \phi \cdot 10^{-3})^3 \cdot E}$$

$$y_{\phi} = 0.09 \frac{M}{MN} \quad \text{— податливость фланца;}$$

Тогда

$$F_t := \frac{y_6 \cdot n_6 \cdot f_6 \cdot E_6 \cdot (\alpha_{\phi} \cdot t_{\phi} - \alpha_6 \cdot t_6)}{y_{\pi} + y_6 + 0.5 \cdot y_{\phi} \cdot (D_6 \cdot 10^{-3} - D_{\text{сп}} \cdot 10^{-3})^2}$$

$$F_t = 0.28 \text{ МН}$$

Коэффициент жёсткости фланцевого соединения:

$$k_{\text{ж}} := \frac{y_6 + 0.5 \cdot y_{\phi} \cdot (D_6 \cdot 10^{-3} - D_{\text{шт}3} \cdot 10^{-3} - S_{\text{эк}} \cdot 10^{-3}) \cdot (D_6 \cdot 10^{-3} - D_{\text{сп}} \cdot 10^{-3})}{y_{\pi} + y_6 + 0.5 \cdot y_{\phi} \cdot (D_6 \cdot 10^{-3} - D_{\text{сп}} \cdot 10^{-3})^2}$$

$$k_{\text{ж}} := \frac{y_6 + 0.5 \cdot y_{\phi} \cdot (D_6 \cdot 10^{-3} - D_{\text{шт}3} \cdot 10^{-3} - S_{\text{эк}} \cdot 10^{-3}) \cdot (D_6 \cdot 10^{-3})}{y_{\pi} + y_6 + 0.5 \cdot y_{\phi} \cdot (D_6 \cdot 10^{-3} - D_{\text{сп}} \cdot 10^{-3})^2}$$

$$k_{\text{ж}} = 1.26$$

Болтовая нагрузка в условиях монтажа до подачи внутреннего давления:
при

$r_{\text{пр}} := 20 \text{ МПа}$ — минимальное давление обжатия прокладки;

$$k_{\text{ж}} \cdot F_d + R_{\pi} = 0.2 \text{ МН}$$

$$0.5 \cdot \pi \cdot D_{\text{сп}} \cdot 10^{-3} \cdot b \cdot 10^{-3} \cdot r_{\text{пр}} = 0.27 \text{ МН}$$

$$F_{61} := k_{\text{ж}} \cdot F_d + R_{\pi}$$

$$F_{61} = 0.2$$

Болтовая нагрузка в рабочих условиях:

$$F_{62} := F_{61} + (1 - k_{\text{ж}}) \cdot F_d + F_t$$

$$F_{62} = 0.44 \text{ МН}$$

Приведённый изгибающий момент

$$0.5 \cdot (D_6 \cdot 10^{-3} - D_{\text{сп}} \cdot 10^{-3}) \cdot F_{61} = 4.44 \times 10^{-3} \text{ МН} \cdot \text{м}$$

$$0.5 \cdot (D_6 \cdot 10^{-3} - D_{\text{сп}} \cdot 10^{-3}) \cdot F_{62} + (D_{\text{сп}} \cdot 10^{-3} - D_{\text{шт}3} \cdot 10^{-3} - S_{\text{эк}} \cdot 10^{-3}) \cdot F_d \cdot \frac{\sigma_{\text{доп}20}}{\sigma_{\text{доп}100}} = 0.02$$

$$M_o := 0.5 \cdot (D_6 \cdot 10^{-3} - D_{\text{сп}} \cdot 10^{-3}) \cdot F_{62} + (D_{\text{сп}} \cdot 10^{-3} - D_{\text{шт}3} \cdot 10^{-3} - S_{\text{эк}} \cdot 10^{-3}) \cdot F_d \cdot \frac{\sigma_{\text{доп}20}}{\sigma_{\text{доп}100}}$$

— Проверка прочности и герметичности соединения.
при

$\sigma_{620} := 230 \text{ МПа}$ - допускаемое напряжение материала болтов при $t=20 \text{ }^{\circ}\text{C}$;

$\sigma_6 := 225 \text{ МПа}$ - допускаемое напряжение материала болтов при $t=100 \text{ }^{\circ}\text{C}$;

$$\frac{F_{61}}{n_6 \cdot f_6} = 29.96 \text{ МПа} < \sigma_{620} := 230 \text{ МПа}$$

$$\frac{F_{62}}{n_6 \cdot f_6} = 66.82 \text{ МПа} < \sigma_6 := 225 \text{ МПа}$$

Условие прочности для болтов выполняется.

Условие прочности для паронитовой прокладки.

$$F_{6\max} := F_{62}$$

$$\frac{F_{6\max}}{\pi \cdot D_{\text{сп}} \cdot 10^{-3} \cdot b \cdot 10^{-3}} = 16.23 \text{ МПа} < p_{\text{прдоп}} := 130 \text{ МПа}$$

Условие прочности для паронитовой прокладки, также выполняется.

Максимальное напряжение в сечении фланца, ограниченном размером S1,
при

$$T_{\phi} := \frac{(D_H \cdot 10^{-3})^2 \cdot \left(1 + 8.55 \cdot \log\left(\frac{D_H}{D_{\text{шт3}}}\right)\right) - (D_{\text{шт3}} \cdot 10^{-3})^2}{\left[1.05 \cdot (D_{\text{шт3}} \cdot 10^{-3})^2 + 1.945 \cdot (D_H \cdot 10^{-3})^2\right] \cdot \left(\frac{D_H}{D_{\text{шт3}}} - 1\right)}$$

$$T_{\phi} = 1.79$$

$$f_{\phi} := 4$$

при

$$\beta_1 = 2$$

$$\frac{h\nu}{D_{шт3} \cdot S_o} = 5.7 \times 10^{-3}$$

$$\sigma_1 := \frac{T\phi \cdot M_o \cdot \nu}{D_{шт3} \cdot 10^{-3} \cdot (S_1 \cdot 10^{-3} - 1 \cdot 10^{-3})^2}$$

$$\sigma_1 = 53.77 \text{ МПа}$$

Максимальное напряжение в сечении фланца, ограниченном размером S_o ,

$$\sigma_o := f\phi \cdot \sigma_1$$

$$\sigma_o = 215.1 \text{ МПа}$$

Напряжение во втулке от внутреннего давления:
тангенциальное

$$\sigma_t := \frac{P_{и} \cdot D_{шт3}}{2 \cdot (S_o - c)}$$

$$\sigma_t = 15.36 \text{ МПа}$$

меридиональное

$$\sigma_m := \frac{P_{и} \cdot D_{шт3}}{4 \cdot (S_o - c)}$$

$$\sigma_m = 7.68 \text{ МПа}$$

$$\sigma_T = 280 \text{ МПа}$$

Окружное напряжение в кольце фланца

$$\sigma_K := M_o \cdot [1 - \nu \cdot (1 + 0.9 \cdot \lambda_1 \phi)] \cdot \frac{\psi^2}{(h\phi \cdot 10^{-3})^2 \cdot D_{шт3} \cdot 10^{-3}}$$

$$\sigma_K = 32.03 \text{ МПа}$$

Условие прочности для сечения, ограниченного размером $S_1 = 22 \text{ мм}$

$$\sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_K^2} - \sigma_K \cdot \sigma_1 = 46.85 \text{ МПа} < \sigma_T = 280 \text{ МПа}$$

ВЫПОЛНЯЕТСЯ

Условие прочности для сечения, ограниченного размером $S_0 = 12$ мм

$$\sqrt{(\sigma_o + \sigma_m)^2 - \sigma_t^2} - (\sigma_o + \sigma_m) \cdot \sigma_t = 214.4 \text{ МПа} < \phi \cdot 0.002 \cdot E = 400 \text{ МПа}$$

ВЫПОЛНЯЕТСЯ

Условие герметичности фланцевого соединения

$$\theta := \frac{\sigma_k}{E} \cdot \frac{D_{шт3}}{h\phi} \quad - \text{ угол поворота плоского фланца;}$$

$$\theta = 1.64 \times 10^{-3} \text{ рад} < \theta_{\text{доп}} := 0.009 \text{ рад} \quad \text{— допускаемый угол поворота плоского приварного встык фланца;}$$

Следовательно условие герметичности фланцевого соединения выполняется.

Расчеты по остальным фланцам отстойника приведены в таблице:

Внутренний диаметр фланца Dвн мм	Результаты расчета.						
	Наружный диаметр фланца Dн, мм	Угол поворота фланца Θ, рад	Давление обжатия прокладки Z2, МПа	Напряжение в болтовом соединении Z1, МПа	Длина болта L, мм	Диаметр болтовой окружности Dб, мм	Кол-во болтов пб, шт
350	455	0,004332	18,002	95,6	70	420	20
500	605	0,007459	26,528	14,559	80	570	24
150	255	0,001968	10,592	49,125	50	220	12
50	155	0,002422	8,463	28,935	50	120	8
250	355	0,002418	13,673	74,395	70	320	16

Расчёт опор.

Находим вес аппарата при гидравлических испытаниях с учётом того, что он полностью будет заполнен водой при комнатной температуре, а также выбираем тип опорного устройства его размеры.

$$G_{\text{апп}} := \frac{(15400 + 0.785 \cdot 3^2 \cdot 10.500 \cdot 1000 + 2 \cdot 3958) \cdot 10}{10^6}$$

$$G_{\text{апп}} = 0.97 \text{ МН}$$

Находим нагрузку приходящуюся на одну опору, при условии, что их две.

$$G_{\text{оп}} := \frac{G_{\text{апп}}}{2}$$

$$G_{\text{оп}} = 0.49 \text{ МН}$$

Приведенную длину днища определяем по формуле(ЛТ с684).

при

$$G_{\text{д}} := 0.013 \text{ МН} \text{ -сила тяжести днища;}$$

$$V_{\text{д}} := 3.958 \text{ м}^3 \text{ -ёмкость днища;}$$

$$\rho := 7850 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \text{ -плотность стали 09Г2С;}$$

$$\rho_{\text{с}} := 1000 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \text{ -плотность среды в аппарате;}$$

$$D_{\text{нар}} := 3.02 \text{ м} \text{ -наружный диаметр корпуса аппарата;}$$

$$L_{\text{к}} := 10.5 \text{ м} \text{ -длина цилиндрической части корпуса;}$$

$$L_{\text{д}} := \frac{G_{\text{д}} + V_{\text{д}} \cdot \rho_{\text{с}} \cdot 9.81}{0.785 \cdot 9.81 \cdot [\rho \cdot (D_{\text{нар}}^2 - D_{\text{вн}}^2) + \rho_{\text{с}} \cdot D_{\text{вн}}^2]}$$

$$L_{\text{д}} = -0.66 \text{ м}$$

Приведенную длину аппарата определяем по формуле(ЛТ с684).

$$L_{\text{пр}} := L_{\text{к}} \cdot 2 \cdot L_{\text{д}}$$

$$L_{\text{пр}} = -13.95 \text{ м}$$

Расстояние между опорами при;

$$l_1 := 0.207 \cdot L_{\text{пр}}$$

$$l_1 = -2.89$$

$$l := L_{\text{пр}} - 2l_1$$

$$l = -8.17 \text{ м}$$

Находим расчетный изгибающий момент.

$$M_{\text{и}} := 0.0215 \cdot G_{\text{апп}} \cdot L_{\text{пр}}$$

$$M_{\text{и}} = -0.29 \text{ МН} \cdot \text{м}$$

Напряжение на изгиб в корпусе от силы тяжести определяем по формуле.

$$\sigma_{\text{и}} := \frac{M_{\text{и}}}{0.8 \cdot D_{\text{вн}}^2 \cdot \frac{S_{\text{ио}} - c}{1000}}$$

$$\sigma_{\text{и}} = -3.51 \text{ МПа}$$

т.е. напряжение на изгиб в корпусе от силы тяжести ничтожно малы, поэтому на устойчивость корпус не проверяем.

Выбираем ширину опоры по рис.29,9 (ЛТс680) тип I:

$$b_0 := 0.2 \cdot D_{\text{вн}}$$

$$b_0 = 0.68 \text{ м}$$

Момент сопротивления расчётного сечения стенки корпуса над опорой определяем по формуле (ЛТс680) :

$$\left(b_0 + 8 \cdot \frac{S_{\text{ио}} - c}{1000} \right) \cdot \left(\frac{S_{\text{ио}} - c}{1000} \right)^2$$

Напряжение на изгиб в стенке корпус от действия реакции опоры определяем по формуле:

$$\sigma_{\text{из}} := \frac{0.02 \cdot G_{\text{оп}} \cdot D_{\text{нар}}}{W}$$

$$\sigma_{\text{из}} = 2.9 \times 10^3 \text{ МПа} > \sigma_{\text{ид}} := 170 \text{ МПа} - \text{допускаемое напряжение на изгиб}$$

следовательно, требуется усилить стенку над опорой накладкой.

Требуемый момент сопротивления усиленного сечения элемента стенки определяем по формуле:

$$W_{\text{треб}} := \frac{0.02 \cdot G_{\text{оп}} \cdot D_{\text{нар}}}{\sigma_{\text{ид}}}$$

$$W_{\text{треб}} = 1.73 \times 10^{-4} \text{ м}^3$$

Поскольку $4\sigma_{\text{ид}} = 680 \text{ МПа} < \sigma_{\text{из}} = 2.9 \times 10^3 \text{ МПа}$, принимаем толщину

накладки $s_{\text{н}} := 16 \text{ мм}$

Расчётную площадь поперечного сечения стенки корпуса определяем по формуле

$$F_{\text{с}} := \left(b_{\text{о}} + 8 \cdot \frac{S_{\text{ио}} - c}{1000} \right) \cdot \left(\frac{S_{\text{ио}} - c}{1000} \right)$$

$$F_{\text{с}} = 6.77 \times 10^{-3} \text{ м}^2$$

Расчётную площадь поперечного сечения накладки определяем по формуле

$$F_{\text{н}} := \left(b_{\text{о}} + \frac{4s_{\text{н}}}{1000} \right) \cdot \frac{s_{\text{н}}}{1000}$$

$$F_{\text{н}} = 0.01 \text{ м}^2$$

Момент инерции площади $F_{\text{с}}$ определяем по формуле

Момент инерции площади F_H определяем по формуле

$$J_H := \frac{F_H \cdot \left(\frac{s_H}{10^3} \right)^2}{12}$$

$$J_H = 2.54 \times 10^{-7} \text{ м}^4$$

Расстояние от нижней поверхности накладки до центра тяжести площади $F_C + F_H$ определяем по формуле

$$y := \frac{F_C \cdot \left[\frac{s_H}{1000} + 0.5 \cdot \left(\frac{S_{HO} - c}{1000} \right) \right] + 0.5 \cdot F_H \cdot \frac{s_H}{1000}}{F_C + F_H}$$

$$y = 0.013 \text{ м}$$

Расчётный момент сопротивления усиленного накладкой сечения корпуса определяем по формуле

$$W_p := \frac{J_C + J_H + F_C \cdot \left[\frac{s_H}{1000} + 0.5 \cdot \left(\frac{S_{HO} - c}{1000} \right) - y \right]^2 + F_H \cdot \left(y - 0.5 \cdot \frac{s_H}{1000} \right)^2}{y}$$

$$W_p = 4.36 \times 10^{-3} \text{ м}^3$$

Итак $W_p = 4.36 \times 10^{-3} \text{ м}^3 > W_{\text{треб}} = 1.73 \times 10^{-4} \text{ м}^3$ т.е. прочность

опоры ОГ -II-3000-30 МН 5132-63 обеспечивается полностью.

9. Монтаж оборудования

9.1 Классификация оборудования по монтажным признакам

В состав современного нефтегазоперерабатывающего завода (НПЗ и ГПЗ) входят многочисленные установки различного технологического назначения. Поэтому имеется большое разнообразие оборудования этих установок.

Вместе с тем, при дальнейшем описании особенностей монтажа тех или иных аппаратов целесообразно их подразделить на классификационные группы, которые основывались бы на общности главных монтажных приемов. Классификация оборудования только по технологическому назначению не полностью характеризует особенности оборудования с точки зрения его монтажа. При монтажных работах некоторые особенности технологического назначения аппарата часто не являются определяющими, а основываются на тех или иных частных требованиях, предъявляемых к монтажу аппарата.

Часто основные монтажные приемы, применяемые к аппаратам различного технологического назначения, идентичны, в то время как для других аппаратов одинакового технологического назначения они могут быть совершенно различными.

Монтируемое оборудование классифицируется по следующим основным признакам:

- пространственному положению оборудования;
- массовым и габаритным характеристикам оборудования;
- расположению оборудования на территории технологической установки;
- рабочим условиям;

- конструктивным и технологическим особенностям оборудования.

9.2 Пространственное положение оборудования

В зависимости от положения оборудования в пространстве основные аппараты и машины можно подразделить на горизонтальные, вертикальные, наклонные и пространственные конструкции,

К горизонтальному оборудованию относятся электродегидраторы, всевозможные емкости, отстойники, подогреватели с паровым пространством, теплообменники, насосы, компрессоры, кристаллизаторы, контакторы алкилирования, барабанные вакуум-фильтры и др.

Большая часть оборудования этой группы является габаритной для перевозки по железным дорогам и поэтому прибывает на монтажную площадку в полностью собранном виде. При монтаже оборудования данной группы выполняют работы по ревизии, установке в проектное положение и испытанию.

Установку на фундаменты оборудования этой группы производят главным образом с применением самоходных стреловых или тракторных кранов и редко с помощью мачт или других грузоподъемных средств.

К вертикальному оборудованию относятся емкости, колонны тарельчатые и насадочные различного технологического назначения, реакторы и регенераторы различных каталитических процессов, некоторые типы теплообменников, контакторов алкилирования, компрессоров, дымовые трубы и др.

Многие аппараты данной группы (ректификационные колонны, реакторы, регенераторы) негабаритны для перевозок по железным дорогам и их приходится доставлять на монтажную площадку в виде отдельных узлов и деталей. В связи с этим на монтажной площадке выполняют большой объем работ по сборке и сварке аппаратов.

Установку таких аппаратов осуществляют главным образом с применением мачт, порталов, гидравлических подъемников или стационарных монтажных кранов. В некоторых случаях применяют также самоходные стреловые краны при достаточной длине стрелы и грузоподъемности. Аппараты этой группы целесообразно устанавливать в проектное положение полностью собранными и испытанными на земле или несколькими крупными блоками (при большой массе или крупных габаритах).

К наклонному оборудованию относятся различные транспортные устройства, вращающиеся цилиндрические печи (реакторы), некоторые конструкции сушилок и др.

Аппараты этой группы могут быть как габаритными, так и негабаритными для железнодорожных перевозок. При монтаже такого оборудования большой объем работ приходится выполнять по укрупнительной сборке и выверке смонтированных блоков.

Такое оборудование устанавливают с применением самоходных стреловых и башенных кранов, порталов и т. д.

К пространственному оборудованию относятся резервуары, газгольдеры, трубчатые печи, конденсаторы-холодильники погружного типа, конденсаторы воздушного охлаждения, различные металлоконструкции. Оборудование этой группы поставляют на строительную площадку в виде более или менее крупных узлов, которые затем собирают на площадке в монтажные блоки. Это оборудование целесообразно устанавливать самоходными стреловыми кранами. В некоторых случаях можно применять мачты, стрелы или другое грузоподъемное оборудование.

9.3 Массовые характеристики оборудования

Масса аппарата является важной монтажной характеристикой, которая в значительной степени обуславливает выбор метода монтажа данного аппарата и рациональные пределы укрупнительной сборки при монтаже. С увеличением массы аппарата при прочих равных условиях возрастает трудоемкость монтажа.

Среди монтируемых аппаратов основную массу составляют вертикальные аппараты.

Основное число (более 70%) составляют аппараты массой до 50 т. Однако их суммарная масса занимает лишь 35 % общей массы всех аппаратов. Число тяжеловесных аппаратов массой более 100 т относительно невелико всего около 13%, а их суммарная масса составляет около 43 % общей массы всех рассмотренных аппаратов.

К наиболее тяжелым аппаратам относятся ректификационные колонны, реакторы, регенераторы, абсорберы и другие аппараты установок и цехов большой производительности, комплектуемых агрегатами большой единичной мощности.

В настоящее время имеются грузоподъемные средства, позволяющие монтировать аппараты в полностью собранном виде массой до 1000 т. Разрабатываются грузоподъемные средства для монтажа аппаратов массой 2000 т, включая специальные краны, транспортные средства и др.

С точки зрения возможности установки в проектное положение кортикальные аппараты можно разделить по массе на следующие основные группы: до 30, 30 - 200, 200 - 400 и свыше 400 т.

Вертикальные аппараты массой до 30 т в проектное положение можно устанавливать, применяя мощные самоходные стреловые краны, например СКГ-50.

Аппараты массой 30 - 200 т монтируют, применяя спаренные самоходные стреловые краны, например СКГ-100, трубчатые и решетчатые мачты, порталы, гидравлические подъемники и др.

Монтаж аппаратов массой 200 - 400 т осуществляют с помощью мачтовых подъемников, гидравлических подъемников с использованием централизованной системы контроля и управления подъемом.

Подъем аппаратов массой более 400 т производят с помощью специальных мачтовых подъемников. Монтаж таких аппаратов наиболее эффективно осуществляется, когда имеется комплекс механизмов, транспортных и грузоподъемных средств, обеспечивающих все этапы монтажных и транспортных работ.

9.4 Габаритные характеристики оборудования

Габаритные размеры оборудования, т. е. длина, ширина и высота или диаметр и высота, оказывают существенное влияние на состояние его поставки и на выбор метода монтажа.

Оборудование можно разделить на следующие группы:

- 1) габаритное, принимаемое к перевозке по железной дороге без ограничений, и определенной степени негабаритности, принимаемое к перевозке в собранном виде с ограничениями;
- 2) негабаритное для железнодорожных перевозок, т. е. принимаемое к перевозке по железной дороге отдельными блоками и деталями, но габаритное для транспортировки в собранном виде по шоссейным или водным путям;
- 3) абсолютно негабаритное, для перевозки в полностью собранном виде любым видом транспорта.

В группу оборудования, габаритного для железнодорожных перевозок, входят многие горизонтальные и вертикальные аппараты, насосы, компрессоры, фильтры и др. Эта группа наиболее многочисленна и включает основное монтируемое оборудование. Такое оборудование поставляют на монтажную площадку в полностью собранном виде. На монтажной площадке выполняют работы по установке оборудования в проектное положение и его испытанию. В отдельных случаях выполняют ревизию оборудования.

Оборудование, негабаритное для железнодорожных перевозок, включает различные ректификационные колонны, реакторы, регенераторы, дымовые трубы, трубчатые печи, конденсаторы-холодильники и др. Аппараты этой группы доставляют на монтажную площадку в виде крупных блоков или полностью разобранными. В связи с этим на монтажной площадке приходится выполнять большой объем работ по сборке и сварке.

В некоторых случаях негабаритные для железнодорожных перевозок аппараты целесообразно перевозить по шоссейным дорогам или водным путем. Эти возможности необходимо всегда оценивать, прежде чем решать вопрос о степени готовности аппарата при поставке с машиностроительного завода.

Абсолютно негабаритные аппараты (реакторы и регенераторы каталитического крекинга в кипящем слое, вакуумные колонны установок АВТ большой мощности, камеры коксования, пространственные металлоконструкции, резервуары и др.) доставляют на монтажную площадку в виде отдельных блоков и деталей. Таким образом, для аппаратов этой группы приходится выполнять значительный объем сборочных и сварочных работ, связанных с дополнительным изготовлением аппаратов непосредственно на монтажной площадке.

Степень укрупнительной сборки аппарата на машиностроительном заводе определяется также географическим положением места строительства, наличием соответствующих грузоподъемных и транспортных средств, состоянием шоссейных дорог и водных путей и т. п.

9.5 Описание способа монтажа и расчет монтажного оборудования

Монтаж установки блочной сепарационной производится крупными блоками на открытой площадке ЦППН. Доставка блоков аппарата производится железнодорожным транспортом, а к месту монтажа - на автотранспорте.

Вес полностью собранного аппарата 21000 кг, вес технологической ёмкости 5370 кг. Габаритные размеры 19700х5400х4500 мм. Подъём и установка блоков осуществляется с помощью автокрана.

Технологическая ёмкость диаметром 1400 миллиметров и длиной 4800 миллиметров, устанавливается на заранее подготовленный фундамент высотой 750 миллиметров. Каплеотбойник устанавливается на технологическую ёмкость. Строповка технологической ёмкости осуществляется за монтажные уши, установленные на корпусе ёмкости, строповка каплеотбойника осуществляется за корпус в местах крепления опор. При монтаже фундамента в нём устанавливаются фундаментные болты. Технологическая ёмкость и каплеотбойник имеют по две опоры, приваренные к корпусам аппаратов. Горизонтальность и вертикальность фундамента выверяется уровнем и отвесом соответственно. Установленная на фундамент технологическая ёмкость так же проверяется на горизонтальность и вертикальность. После выверки устанавливается каплеотбойник и депульсатор, для них также производится проверка горизонтальности и вертикальности установки.

9.5.1 Расчёт и подбор полиспастов для монтажа технологической емкости

Усилие на подвижный блок полиспаста при подъёме груза:

$$P_{\Pi} = 10 \cdot G_0,$$

где G_0 - масса поднимаемого груза, тонн.

$$P_{\Pi} = 10 \cdot 5.4 = 54 \text{ кН}$$

Находим усилие, действующее на неподвижный блок полиспаста:

$$P_H = 1.07 \cdot P_{\Pi}$$

$$P_H = 1.07 \cdot 54 = 57.78 \text{ кН}$$

Подбираем 2 блока по наибольшему усилию P_H со следующими характеристиками:

- тип Б10-300;
- грузоподъёмность - 10 тонн;
- количество роликов – 1;
- диаметр роликов - 300 мм;
- диаметр каната – 17.5 мм;
- масса блока - 48 кг.

Находим усилие сбегающей ветви:

$$S_{\Pi} = \frac{P_{\Pi}}{m_{\Pi} \cdot \eta}, \text{ кН};$$

где m_{Π} - общее количество роликов в полиспасте, $m_{\Pi} = 2$;

η - коэффициент полезного действия полиспаста (подшипники скольжения, с учетом одного отводного ролика), $\eta = 0.886$;

$$S_{\Pi} = 57.78 / (2 \cdot 0.886) = 32.6 \text{ кН};$$

Определяем разрывное усилие в сбегающей ветви полиспаста и подбираем канат:

$$R_{\Pi} = S_{\Pi} \cdot k_3 = 32.6 \cdot 5 = 163.03 \text{ кН}.$$

Выбираем канат типа ЛК - РО конструкции 6х36 (1+7+7/7+14)+1 о.с. (ГОСТ 7668 - 80) с характеристиками:

- временное сопротивление разрыву 1666 МПа;
- разрывное усилие 171.5 кН;
- диаметр каната 18.0 мм;
- масса 1000 м каната 1245 кг.

Подсчитываем длину каната для оснастки полиспаста:

$$L = m_{\Pi} \cdot (h + 3.14 \cdot d_p) + l_1 + l_2, \text{ м};$$

где h - высота подъема аппарата, $h = 5$ м;

d_p - диаметр роликов в блоке, $d_p = 0.3$ м;

l_1 - длина сбегающей ветви от ролика блока до барабана лебёдки, $l_1 = 25$ м;

l_2 - расчетный запас длины каната, $l_2 = 10$ м.

$$L = 2 \cdot (5 + 3.14 \cdot 0.3) + 25 + 10 = 47 \text{ м}.$$

Подсчитываем суммарную массу полиспаста:

$$G_{\Pi} = G_B + G_K, \text{ т};$$

где G_B - масса блока, $G_B = 96$ кг;

G_K - масса каната, кг;

$$G_K = \frac{L \cdot q_K}{1000}, \text{ т};$$

где q_K - масса 1000 м. каната, $q_K = 1245$ кг;

$$G_K = 47 \cdot 1.245 / 1000 = 0.059 \text{ т};$$

$$G_{II} = 0.096 + 0.059 = 0.155 \text{ т};$$

Определяем усилие, действующее на канат, закрепляющий неподвижный блок полиспаста:

$$P_B = 10 \cdot G_0 + 10 \cdot G_{II} + S_{II};$$

$$P_B = 10 \cdot 5.4 + 10 \cdot 0.155 + 32.6 = 88.15 \text{ кН}.$$

Приняв канат для крепления верхнего блока полиспаста из двух ветвей и, определив коэффициент запаса прочности $k_3=6$, как для стропа, подсчитываем разрывное усилие в каждой ветви крепящего каната:

$$R_K = P_B \cdot k_3 / 2 = 88.15 \cdot 6 / 2 = 264.45 \text{ кН}.$$

По найденному R_K подбираем канат типа ЛК - РО конструкции 6х36 (1+7+7/7+14)+1о.с. (ГОСТ 2688-80), закрепляющий верхний неподвижный блок полиспаста, с характеристиками:

- временное сопротивление разрыву 1568 МПа;
- разрывное усилие 277 кН;
- диаметр каната 23.5 мм;
- масса 1000 м каната 2130 кг.

9.5.2 Расчет канатных стропов

Определяем натяжение в одной ветви стропа:

$$S = \frac{P}{m \cdot \cos \alpha}, \text{ кН};$$

где P - расчетное усилие, приложенное к стропу без учета коэффициента перегрузки и динамичности, кН;

$$P = G_0 \cdot g, \text{ кН};$$

G_0 - масса аппарата, $G_0=5.4$ т;

g - ускорение свободного падения, $g=10$ м/с²;

$$P = 5.4 \cdot 10 = 54 \text{ кН}.$$

m - общее количество ветвей стропа, $m = 4$;

α - угол между направлением действия усилия и ветвью стропа, $\alpha=35^\circ$;

$$S = \frac{54}{4 \cdot \cos 35^\circ} = 16.48 \text{ кН.}$$

Находим разрывное усилие ветви стропа:

$$R_K = S \cdot k_3, \text{ кН;}$$

где k_3 - коэффициент запаса прочности, $k_3=6$;

$$R_K = 16.48 \cdot 6 = 98.88 \text{ кН.}$$

По найденному разрывному усилию подбираем канат типа ЛК-РО конструкции 6х 19 (1+ 6 + 6/6) +1о.с. (ГОСТ 2688 - 80) с характеристиками:

- временное сопротивление разрыву 1568 МПа;
- разрывное усилие 99 кН;
- диаметр каната 14 мм;
- масса 1000 м каната 728 кг.

9.5.3 Расчет траверсы

Подобрать и рассчитать сечение балки траверсы, работающей на изгиб, для подъема технологической ёмкости установки блочной сепарационной

массой $G_0 = 5.4$ тонны с расстоянием между канатными подвесками $l = 2220$ мм;

$a = 1110$ мм.

Подсчитаем нагрузку, действующую на траверсу:

$$P = 10 \cdot G_0 \cdot k_n \cdot k_d = 10 \cdot 5.4 \cdot 1.1 \cdot 1.1 = 65.34 \text{ кН;}$$

Определяем изгибающий момент в траверсе:

$$M = P \cdot a = 65.34 \cdot 1.11 = 81.68 \text{ кН} \cdot \text{м};$$

Вычисляем требуемый момент сопротивления поперечного сечения траверсы:

$$W_{тр} = M / (m \cdot 0.1 \cdot R) = 81.68 \cdot 10^3 / (0.85 \cdot 0.1 \cdot 210 \cdot 10^6) = 458 \text{ см}^3;$$

где m - коэффициент условий работы, для грузоподъемных приспособлений

$$m = 0.85;$$

R - при растяжении, сжатии, изгибе $R = 210$ МПа.

Выбираем из сортамента прокатной стали двутавр № 30 с моментом сопротивления $W = 472 \text{ см}^3$.

Монтаж УБС производим с помощью автомобильного крана МКП 25А. Технические характеристики:

- грузоподъёмность:
 - на опорах 25 тонн;
 - без опор 10;
- длина стрелы 12,5 м;
- максимальная высота подъема крюка 12 м;
- максимальная высота подъёма груза 10 м;
- скорость подъёма груза 6 м/мин.

11 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Улучшение условий труда - важная задача социальной политики, осуществляемой нашим государством. Правительство уделяет большое внимание созданию здоровых и безопасных условий труда. Для решения задач, определяющих эту проблему, нашим государством были разработаны и реализованы многочисленные правовые, технические, экономические и организационные мероприятия.

В России действует законодательство об охране труда, выраженное в правовых, технических и санитарно-гигиенических нормах. Законодательство предусматривает систему надзора и контроля, точного их выполнения, а также ответственности за нарушение законодательства об охране труда.

Материал, раб. процесс, машина, механизмы, раб. зону, отрасль применения???

11.1 Производственная безопасность

Хвойное месторождение относится к категории взрывопожароопасных производств.

При нарушении правил техники безопасности, правил эксплуатации оборудования, норм технологического режима могут возникать ситуации, приводящие к авариям и травмам.

таблица 11.1 Опасные и вредные факторы при выполнении работ на установке урана (ГОСТ 12.0.003.-74) [1].

	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)	
--	-------------------------------	--

Источник фактора, наименование видов работ	Вредные	Опасные	Нормативные документы
- Ведение технологического процесса;	- Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; - Повышенный уровень шума и вибрации на рабочем месте; - Химические вещества.	- Опасность поражения электрическим током; - Повышенная температура поверхностей оборудования; - Опасность взрыва и пожара.	ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ

- **Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.**

На открытом воздухе-какая температура, норма и что делать?

Метеоусловия зависят от состояния воздушной среды и характеризуются следующими элементами: температурой, влажностью, скоростью движения воздуха, тепловым излучением нагретых поверхностей оборудования и обработкой деталей и материалов. Для обеспечения этих условий в пределах санитарных норм и поддержанием теплового равновесия между человеком 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 у входа в цех устраивают тамбуры. Для работающих на холоде, предусматривают специально оборудованные помещения для обогрева;

С целью создания нормальных условий работы персонала установлены нормы производственного микроклимата. Эти нормы устанавливают оптимальные и допустимые значения температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха с учетом (СанПиН 2.2.4.5 48-96.), тяжести выполняемых работ и сезонов года.

Обслуживающий персонал - машинисты и операторы ЦППН, не менее 50% своего рабочего времени находятся в операторной.

Микроклиматические показатели относятся к числу основных факторов, характеризующих условия труда работающих. Их значения заносят в санитарно-технический паспорт производственного объекта. Мероприятия по доведению микроклиматических показателей до нормативных значений включаются в комплексные планы предприятий по охране труда, составляемые администрацией ежегодно.

Нормативные показатели производственного микроклимата установлены ГОСТ 12.1.005-88 «Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования», а также СНиП 2.2.4.584-96. Этими нормами регламентируют показатели микроклимата в рабочей зоне производственного помещения: температуру, относительную влажность, скорость движения воздуха и тепловое излучение

Нормами установлены оптимальные и допустимые температуры относительная влажность и скорость движения воздуха в зависимости от характера производственных помещений, категории выполняемой работы и времени года.

Согласно санитарным нормам, производственные помещения по избыткам явного тепла, изменяющего температуру воздуха в помещениях, условно подразделяют на холодные, характеризуемые незначительными избытками явного тепла (не более 20 ккал/час на 1 м куб.) и горячие, характеризуемые значительными избытками явного тепла (более 20 ккал/час на 1 м куб.).

Различают теплый и холодный период года. Теплый период года характеризуется среднесуточной температурой наружного воздуха

+ 10°C и выше, холодный - ниже + 10°C.

Для операторной ЦППН существует оптимальная и допустимая норма температуры, относительно влажности и скорости движения воздуха в рабочей зоне.

Оптимальные микроклиматические условия - это такое сочетание параметров микроклимата, которое при длительном воздействии на человека обеспечивает ощущение теплового комфорта и создает предпосылки для высокой работоспособности.

Допустимые микроклиматические условия — это такое сочетание параметров микроклимата, которые при длительном воздействии на человека не могут вызвать дискомфортные теплоощущения и понижения работоспособности.

Для холодного периода года оптимальные и допустимые параметры микроклимата следующие:

- оптимальная температура воздуха 20-23 °C;
- допустимая температура воздуха 19-25 °C;
- оптимальная относительная влажность 40-60%;
- допустимая относительная влажность 75%;
- оптимальная скорость движения воздуха до 0,2м/сек.;
- допустимая скорость движения воздуха до 0,2 м/сек..

Для теплого периода года оптимальные и допустимые параметры микроклимата следующие:

- температура воздуха 18-22 °C;
- относительная влажность 40-60%;
- скорость движения воздуха до 0,2 м/сек..

Все показатели в операторной соответствуют стандартным нормам СН 245-71.

Средства защиты работников:

- нательное белье;
- костюм из хлопчатобумажной ткани;
- хлопчатобумажный берет;
- носки х/б;
- кожаные ботинки или резиновые сапоги;
- фланелевый шарф;
- респиратор ШБ-1 или «Лепесток-200»;
- противогаз с коробкой марки «ФК-5Б ВЗЕЗРЗ»;
- перчатки или рукавицы хлопчатобумажные.

- **Повышенный уровень шума и вибрации на рабочем месте.**

На данном производстве источниками шума и вибрации являются: машинный зал компрессорной, насосной и печи подогрева нефти.

Повышение уровня шума и вибрации оказывает вредное воздействие на организм человека, производственное оборудование, коммуникации и сооружения. Все это предусматривает необходимость разработки и осуществления комплекса инженерно-технических и организационных мероприятий для снижения шума и вибрации до величин 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 - 85 ДбА [19]. 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 препятствуют выходу наружу шума. Обслуживающий персонал находится в боксах только при

пуске и контрольных обходах. Контроль за нормальной работой машин в боксах производится из операторной. Снижение уровня шума в боксах при длительном пребывании, например при ремонтах, достигается индивидуальными средствами защиты от шума. Для постоянных рабочих мест и рабочей зоны в производственном помещении и на территории предприятия допустимый уровень шума - 85 ДБА.

Снижение шума и вибрации достигается:

- уменьшением шума и вибрации в источнике их образования;
- изоляцией источников средствами звуко- и виброизоляции, звуко - и вибропоглощения;
- принятием архитектурно - планировочных решений, предусматривающих рациональное размещение оборудования, машин и механизмов.

Средствами индивидуальной защиты от шума и вибрации являются ушные вкладыши, наушники и шлемофоны, а также сапоги на высокой прорезиненной подошве. Эффективность индивидуальных средств защиты зависит от используемых материалов, конструкции, силы прижатия, правильности ношения. Ушные вкладыши вставляют в слуховой канал уха. Их изготавливают из легкого каучука, эластичных пластмасс, резины, эбонита и ультратонкого волокна. Они позволяют снизить уровень звукового давления на 10...15 дБ. В условиях повышенного шума применяют наушники, которые обеспечивают надежную защиту органов слуха. Так, наушники ВЦНИОТ снижают уровень звукового давления на 7...38 дБ в диапазоне частот 125...8000 Гц. Для предохранения от воздействия шума с общим уровнем 120 дБ и выше применяются шлемофоны, которые герметично закрывают всю околоушную область и снижают уровень звукового давления на 30...40 дБ в диапазоне частот 125...8000 Гц.

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования и защиты, работающих от вибрации используют различные методы. Борьба с вибрацией в источнике возникновения связана с установлением причин появления механических колебаний и их устранением, например, замена кривошипных механизмов равномерно вращающимися, тщательный подбор зубчатых

передач, балансировка вращающихся масс и т.п. Для снижения вибрации широко используют эффект вибродемпфирования – превращение энергии механических колебаний в другие виды энергии, чаще всего в тепловую. С этой целью в конструкции деталей, через которые передается вибрация, применяют материалы с большим внутренним трением: специальные сплавы, пластмассы, резины, вибродемпфирующие покрытия. Для предотвращения общей вибрации используют установку вибрирующих машин и оборудования на самостоятельные виброгасящие фундаменты. Для ослабления передачи вибрации от источников ее возникновения полу, рабочему месту, сиденью, рукоятке и т.п. широко применяют методы виброизоляции. Для этого на пути распространения вибрации вводят дополнительную упругую связь в виде виброизоляторов из резины, пробки, войлока, асбеста, стальных пружин. В качестве средств индивидуальной защиты работающих используют спец. обувь на массивной резиновой подошве. Для защиты рук служат рукавицы, перчатки, вкладыши и прокладки, которые изготавливают из упругодемпфирующих материалов.

выбрать

- **Опасность поражения электрическим током.**
- **Источник-**

Электробезопасность в ЦППН в соответствии с ГОСТ 12.1.019-79 обеспечивается:

- конструкцией электроустановок;
- техническими способами и средствами защиты;
- организационными и техническими мероприятиями.

Отдельно или в сочетании с другими применяется:

- защитное заземление;
- зануление;
- защитное отключение;

- выравнивание потенциала;
- использование малых напряжений;
- изоляция токоведущих частей;
- электрическое разделение сетей;
- предупредительная сигнализация, блокировка;
- использование знаков безопасности;
- электрозащитные средства.

Для обеспечения безопасной работы в электроустановках выполняется комплекс организационных мероприятий:

- организуется инструктаж и обучение безопасным методам работы;
- проверка знаний правил безопасности;
- допуск к работе оформляется в соответствующем наряд-допуске.

Основными причинами поражения электрическим током являются:

а) случайные прикосновения к токоведущим частям под напряжением в результате:

- ошибочных действий при проведении работ;
- неисправности защитных средств, которыми пострадавший касался токоведущих частей.

б) появление напряжения на металлических конструктивных частях оборудования в результате:

- повреждения изоляции токоведущих частей;
- замыкание фазы сети на землю;
- падение провода, находящегося под напряжением, на конструктивные части электрооборудования.

в) появление напряжения на отключенных токоведущих частях в результате:

- ошибочного включения отключенной установки;
- замыкания между отключенными и находящимися под напряжением токоведущими частями;
- разряда молнии в электроустановку и др.

г) возникновение напряжения шага на участке земли, где находится человек в результате:

- замыкания фазы на землю;
- выноса потенциала протяженным токопроводящим предметом и др.

Вероятность исключения указанных причин зависит от обучения персонала.

Основными мероприятиями по защите от электротравм являются:

- обеспечение недоступности токоведущих частей путем использования изоляции, ограждений, расположения указанных частей на высоте, в корпусах и в оборудовании;
- применение малых напряжений в местных и переносных источниках света;
- использование изоляции токоведущих частей;
- применение средств коллективной защиты от поражения электрическим током, таких как заземление, зануление, защитное отключение;
- обучение и аттестация персонала.

Для защиты от статического электричества и вторичных проявлений молний, аппараты, трубопроводы и металлоконструкции, имеющие контакт с пожаровзрывоопасными средами, должны быть заземлены.

СИЗ: для защиты персонала от поражения электрическим током применяются диэлектрические перчатки, коврики, сапоги, резиновые фартуки и прорезиненные костюмы, инструмент с изолированными ручками.

СКЗ: к средствам коллективной защиты от поражения электрическим током относятся: заземление, зануление, защитное отключение, изоляция, ограждение, блокировка, пониженные напряжения, сигнализация и плакаты, электрозащитные средства, электрическое разделение сетей.

- **Опасность взрыва и пожара.**

Пожаровзрывоопасность технологических процессов в значительной степени определяется физико-химическими свойствами сырья, промежуточных и конечных продуктов. Газ, который образуется в результате отделения нефти от газа в установке и имеющий концентрационные пределы воспламенения в воздухе, относится к горючим.

К опасным и вредным факторам, которые могут воздействовать на людей в результате пожара и взрыва, относятся: пламя, ударная волна, обрушение коммуникаций и оборудования, выход из поврежденных аппаратов, содержащихся в них вредных веществ и др.

Существуют два основных принципа обеспечения пожаровзрывоопасности:

- предотвращение образования горючих и взрывоопасных концентраций сред;
- пожаро- и взрывозащита технологических процессов.

В целях пожаровзрывобезопасности на территории сепараторов применение для освещения факелов, спичек, керосиновых фонарей и других источников открытого огня. При отсутствии освещения разрешается пользоваться только пожаровзрывобезопасными аккумуляторными фонарями. Использованный обтирочный материал складывать в металлические ящики и по окончании работ выносить в безопасное в пожарном отношении место. Курение на территории цеха разрешается только в специально отведенных местах.

Оборудование выбрано во взрывобезопасном исполнении.

Сведения о взрывопожарной и пожарной опасности, санитарная характеристика производственных зданий, помещений представлены в таблице 11.2.

№ п/п	Наименование производственных зданий, помещений, наружных установок	Категория взрывопожарной и пожарной опасности помещений и зданий	Классификация зон внутри и вне помещений для выбора и установки электрооборудования (ПУЭ)		Группа производственных процессов по санитарной характеристике
			Класс взрывоопасной или пожароопасной зоны	Категория и группа взрывопо- жароопасных смесей	
1	2	3	4	5	6
1	Склад хим. реагентов		В – 1Г	II А, Т 3	III б
2	БРХ №1, №2, №3	А	В – 1а	II А, Т3	III б
3	Технологическая площадка		В – 1Г	II А, Т3	III б
4	Дренажные емкости ОГ - 200		В – 1Г	II А, Т 3	III б
5	ГРП ПТБ – 10 №1, №2, №3	А	В – 1а	I, Т 1	III б
6	Площадка подготовки топливного газа (ППТГ)		В – 1Г	I, Т 1	III б
7	Факельная установка		В – 1Г	I, Т 1	III б

8	Сатурн №1, №2, №3	Д			1а
9	Дренажные емкости ЕПП №1 – 10		В – 1Г	II А, 3	III б
10	Карэ РВС №1, №2		В – 1Г	II А, Т 3	III б
11	Карэ РВС №3, №4, №5, №6, №7, №8		В – 1Г	II А, Т 3	III б
12	Насосная внешней перекачки	Б	В – 1а	II А, 3	III б
13	Насосная внутренней перекачки	Б	В – 1а	II А, 3	III б
14	Помещение КУУН	Б	В – 1а	II А, 3	III б
15	Узел отпуска нефти		В – 1Г	II А, 3	III б
16	Насосная пенотушения	Д			
17	Насосная водотушения	Д			
18	Узел задвижек пены	Д			
19	Узел задвижек воды	Д			
20	Административное помещение	Д			I а
21	Станция азототушения	Д			I а
22	Операторная	Д			I а
23	Слесарная мастерская	Д			I а
24	Лаборатория КИПиА	Д			I а

25	Склад блочный	Д			
1	2	3	4	5	6
26	Помещение химико-аналитической лаборатории	Б			III б
27	Кабинет начальника лаборатории	Д			
28	Вагон - сушилка	Д			
29	Склад-контейнер	Д			
30	Склад лаборатории	Б			
31	Кабинет начальника цеха	Д			I а

10.2 Экологическая безопасность

- **Защита атмосферы**

На территории месторождения основными загрязняющими атмосферу веществами являются диоксид азота, окиси углерода, углеводороды, образующиеся в результате сгорания газа на факельных установках, нефти в котельной, углеводороды нефти и попутного газа, обусловленные потерями за счет испарения в системах сбора, хранения и транспорта нефти, а также

углеводороды, выделяющиеся в результате залповых выбросов. Залповые выбросы из технологических аппаратов происходят при проверке работоспособности предохранительных клапанов, а также при аварийных ситуациях. Залповые выбросы от технологических аппаратов по существующей технологии направляются на факел сжигания газа.

Снижение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы обеспечивается безаварийной работой технологического оборудования в режиме нормальной эксплуатации промысла.

В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха, проектными решениями предусматривается ряд мероприятий по сокращению выбросов вредных веществ в атмосферу:

- полная герметизация системы сбора и транспорта нефти и газа;
- стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования от коррозии;
- частичная, а в перспективе полная утилизация попутного газа;
- оснащение предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;
- сброс нефти и газа с предохранительных клапанов в аварийные емкости или на факел;
- испытание оборудования на прочность и герметичность после монтажа;
- применение современного блочно-комплексного оборудования заводского изготовления.
- **Защита гидросферы**

ссылки

Отрицательное воздействие на химический состав поверхностных и подземных вод, на флору и фауну водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти и высокоминерализованных вод. При попадании нефти в водоемы образуется пленка на поверхности воды, препятствующая воздушному обмену. Стоки нефтяных промыслов, а также населенных

пунктов в районе добычи углеводородного сырья содержат нефтепродукты, а также органические соединения фенола, СПАВ, ионы металлов, хлориды, сульфаты, разнообразные компоненты буровых растворов и другие загрязняющие вещества

Основные мероприятия, способствующие охране водоемов сводятся к следующему:

- 1) Запрещается сброс сточных вод в водные объекты, необходимо после доочистки использовать их в системе ППД для оборотного водоснабжения.
- 2) Установление и поддержание водоохранных зон.
- 3) Максимально возможное вынесение объектов из экологически уязвимых зон.
- 4) Герметизированная система сбора и транспорта продукции скважин, своевременный профилактический осмотр, ремонт оборудования, трубопроводов, арматуры.
- 5) Использование труб из синтетических материалов, соответствующих климатическим условиям района.
- 6) 100% контроль качества сварных стыков физическим методом, испытание трубопроводов на прочность и плотность.
- 7) Переходы трубопроводов через водные преграды должны осуществляться подземно.
- 8) Отсыпка кустовых площадок с учетом поверхностной системы стока.
- 9) Бетонирование оснований технологических площадок с бортиком по периметру под оборудование, где возможны утечки нефтепродуктов.
- 10) Сбор разлившихся нефтепродуктов в аварийную емкость с последующей передачей на ДНС.

- **Защита литосферы**

Загрязнение почв нефтью и нефтепродуктами приводит к значительному экологическому и экономическому ущербу: уменьшается продуктивность лесных ресурсов, изымаются из хозяйственного нефтепользования большие площади, ухудшается санитарное состояние окружающей среды. На территории месторождения разливы нефти встречены на кустах скважин, шламовых амбарах, при порывах трубопроводов, при авариях на ДНС и КНС и в товарных парках. В результате технологических утечек и

аварий на трубопроводах картина загрязнений на месторождении постоянно меняется. При обследованиях месторождения отделом экологии ТомскНИПИнефть установлено, что наиболее “грязными” являются кусты скважин. Поверхность почв в этих местах насыщена углеводородами нефти.

Для предупреждения попадания в почву, поверхностные и подземные воды отходов бурения (ОБ) и освоения скважин, хоз.бытовых стоков, загрязненных ливневых стоков организуется система накопления и хранения отходов бурения на территории буровой сооружается земляной гидроизолированный амбар. Одним из методов утилизации ОБ является его повторное использование, что экономически выгодно при кустовом методе бурения. После окончания бурения скважин и демонтажа оборудования необходимо проводить мероприятия, направленные на ликвидацию последствий загрязнения окружающей среды при бурении. К ним относится ликвидация амбаров и рекультивация земель, отведенных во временное пользование на период бурения.

Проведенная комплексная оценка воздействия на окружающую среду позволяет прийти к следующим выводам:

Освоение Лугинецкого нефтяного месторождения проводится более 20 лет. Имеются транспортные связи между месторождениями Васюганской группы (Герасимовское, Гураринское). Транспорт нефти осуществляется по межпромысловому нефтепроводу: ДНС-1 Лугинецкого нефтяного месторождения — ЦПС Лугинецкого.

Территория месторождения электрифицирована. Способ строительства и эксплуатации Лугинецкого месторождения - вахтовый.

Экологическими ограничениями территории обустройства месторождения являются водоохранные зоны рек и озер, орехопромысловые зоны лесов. Площадь водоохранных зон водоемов территории горного отвода составляет 5487 га, площадь орехопромысловых зон - 1132 га. В пределах водоохранных зон площадных объектов обустройства месторождения не имеется, линейные сооружения пересекают водоохранные зоны водотоков в местах наименьшего скопления рыбы.

Объекты обустройства Ломового месторождения располагаются в пределах лесных, лесоболотных и болотных экосистем.

При ведении строительных работ будет нарушена среда обитания животных в радиусе 3-5 км. Эти территории утратят охотничье-промысловое значение за счет шума строительной техники и увеличения фактора беспокойства и доступности территории. Самый сильный фактор воздействия на животный мир - это фактор неконтролируемой охоты (браконьерство).

Почвенный покров объектов обустройства Ломового нефтяного месторождения нарушен на площади 1024 га. Кроме того, от разливов нефти замазучено 49 га земель, подлежащих очистке и рекультивации. Имеющиеся на месторождении шламовые амбары постепенно рекультивируются.

В нормальном режиме работы при эксплуатации промысла количество выбросов вредных веществ в атмосферу ввиду значительной удаленности источников выброса друг от друга, а также в связи с благоприятными условиями рельефа, происходит рассеивание вредных веществ. В ближайшей перспективе будет решена проблема утилизации газа Васюганской группы месторождений путем внешнего транспорта газа. Произошел перевод котельной вахтового поселка Пионерный на газовое топливо, что также существенно улучшит экологическую обстановку на промысле.

Воздействие на поверхностные и подземные воды незначительное. Хозяйственные стоки предприятия отправляются на очистные сооружения Герасимовского месторождения. Система ППД на Ломовом месторождении с использованием высокоминерализованных пластовых вод замкнутая. Ведется контроль за состоянием поверхностных и пластовых вод месторождения природоохранной службой НГДУ "Васюганнефть".

При выборе площадок и трасс под строительство объектов основным критерием является минимальное использование лесов I и II групп, пойменной части рек и озер, а также обход кедровников, путей миграции животных и птиц. Принимается прокладка линейных сооружений (автодорог, трубопроводов, линий электропередач) в одном коридоре, что обеспечивает снижение площади занимаемых земель на 30-40%.

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

Земельные участки приводятся в пригодное для использования по назначению состояние в ходе работ, а при невозможности этого не позднее, чем в течение года после завершения работ.

Согласно требованиям лесного хозяйства организации, выполняющие строительные работы обязаны:

- обеспечить минимальное повреждение почв, травянистой и моховой растительности;
- произвести очистку лесосек и ликвидировать порубочные остатки;
- не допускать повреждения корневых систем и стволов опушечных деревьев;
- не оставлять пни выше $\frac{1}{3}$ диаметра среза, а при рубке деревьев больше 30 см - выше 10 см, считая высоту шейки корня.

По окончании буровых работ на кустах скважин проводятся ликвидация и рекультивация шламовых амбаров следующим образом:

- осветление, нейтрализация жидкой фазы с последующей откачкой в нефтесборный коллектор;
- засыпка шламового амбара привозным грунтом;
- устройство лежневого настила поверх территории амбара;
- укладка геотекстиля и отсыпка слоя толщиной 1 м из привозного грунта;
- планировка рекультивируемой поверхности слоем торфо- песчаной смеси толщиной 15 см и почвосемян многолетних трав.

Выбуренные породы после отвердения с помощью цемента (10%) могут использоваться в качестве материала для насыпей.

Рекультивация нарушенных земель по трассам линейных трубопроводов носит природоохранное направление и выполняется в два этапа

Технический этап рекультивации состоит из срезки почвенно-растительного слоя толщиной 0.2-0.4 м и перемещение его во временные отвалы до начала строительных работ и возвращение этого слоя из отвалов и планировка рекультивируемой поверхности по окончании строительства.

Биологический этап рекультивации включает дискование почвы боронами в один след, поверхностное внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав мехспособом.

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

Предотвращение аварийных разливов нефти и химреагентов обеспечивается:

- контролем давления в общем коллекторе и замерном сепараторе с сигнализацией предельных значений на ЗУ;
- в случае аварии на ДНС автоматическим переключением потока нефти в аварийные емкости;
- аварийным отключением насосных агрегатов на ДНС, КНС и узлах дозирования ингибиторов;
- применением химреагентов-ингибиторов коррозии, парафино-гидратоотложений;
- закреплении трубопроводов на проектных отметках грузами и анкерами, препятствующими всплытию и порыву;
- прокладкой трубопроводов в кожухах через автомобильные дороги;
- контролем качества сварных швов трубопроводов методом радиографирования и магнитографирования и гидравлическое испытание на прочность и герметичность.

Ликвидация последствий аварий возлагается на аварийно-восстановительный участок, который должен быть создан в каждом НГДУ и оснащен техническими средствами согласно РД-39-0147103-376-86.

Рекультивация нефтезагрязненных земель выполняется в соответствии с «Лесоводственными требованиями», разработанными Тюменской лесной опытной станцией ВНИИЛМ.

В аварийных ситуациях при разливах нефти, буровых растворов и высокоминерализованных вод на рельеф может произойти загрязнение почв и поверхностных вод, что повлечет за собой гибель растительности на участке загрязнения, деградацию почв, гибель рыбы в водоемах. Техническое решение проекта технологической схемы направлены на безаварийную работу

оборудования в течение всего периода эксплуатации объекта. За отступление от технических решений при строительно-монтажных работах несут дисциплинарную, административную и уголовную ответственность лица, руководящие строительством. Контроль за проведением строительно-монтажных работ осуществляет инициатор хозяйственной деятельности.

ССЫЛКИ

10.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Аварии на ЦППН могут произойти из-за утечки взрывоопасной смеси через неплотности оборудования и трубопроводов, несоблюдения норм технологического режима, повреждения оборудования, замыкания электрооборудования и т.п.

При возникновении пожара обслуживающему персоналу необходимо:

- локализовать очаг возгорания;
- сообщить начальнику смены, позвонить по телефону в пожарную часть;
- не входить в зону задымления при видимости менее 10 м;
- при движении через горящее пространство накрыться с головой мокрым куском плотной ткани;
- тушение электрооборудования и электропроводки осуществляется только после их обесточивания, либо используя углекислотный огнетушитель;
- производство остановить, на щите в операторной нажать кнопку «стоп», что приведет к отработке команды (программы) «стоп» в автоматическом режиме;

- взрывоопасные участки отглушить.

При утечке вредных веществ необходимо быстро покинуть зону выброса перпендикулярно направлению ветра (движению облака газа). При необходимости использовать самоспасатель.

- **Стихийные бедствия**

Возможные стихийные бедствия:

- Ураганы - ветры большой силы и значительной продолжительности, скорость воздушного потока 32 м/сек;
- Наводнение;
- Снежные заносы и обледенения;
- Оползни;
- Пожары.

Стихийные бедствия - это такие явления природы, которые вызывают экстремальные ситуации, нарушают нормальную жизнедеятельность людей и работу объектов, к ним относятся:

- землетрясения - наиболее опасные и разрушительные стихийные бедствия.

Область возникновения подземного удара является очагом землетрясения, в пределах которого происходит высвобождение накапливающейся энергии;

- наводнение - временное затопление значительной части суши в результате действия сил природы. Наводнения могут быть вызваны: выпадением обильных осадков или интенсивным таянием снега;
- снежные лавины, заносы и обледенения - одно из проявлений

стихийных сил в зимний период. Они возникают в результате обильных снегопадов, которые могут продолжаться от нескольких часов до нескольких суток;

- бури и ураганы - возникают при прохождении глубинных циклонов и представляют собой движение воздушных масс. Несут большие разрушения.

В случае перечисленных стихийных бедствий необходимо на ЦППН произвести аварийную остановку и срочно эвакуироваться согласно плана эвакуации

ссылки

10.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

1. Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.

Согласно статье 224 ТК РФ работодатель обязан соблюдать ограничения на привлечение отдельных категорий работников к выполнению тяжелых работ, во вредных и (или) опасных условиях. Например, трудовое законодательство ограничивает использование труда женщин на работах в тяжелых, вредных или опасных условиях (ст. 253 ТК РФ). Молодые люди не достигшие 18 лет, на вредные или опасные работы не допускаются. Об этом говорится в ст. 265 ТК РФ.

У сотрудников, который заняты на работах во вредных или опасных условиях, продолжительность рабочего времени сокращается на 4 часа в неделю. То есть она не превышает 36 часов в неделю (ч.1 ст. 92 ТК РФ). При этом ежедневная рабочая смена при 36-часовой рабочей неделе не может превышать 8 часов, а при рабочей неделе 30 часов и менее - 6 часов (ч.2 ст. 94 ТК РФ).

2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

При проектировании объектов необходимо предусматривать максимально возможное размещение аппаратуры и оборудования вне зданий. Компонировочные решения технологических установок на объекте должны обеспечивать нижеперечисленные требования:

- Минимальные капитальные и эксплуатационные расходы;
- Технологическую взаимозаменяемость;
- Последовательность технологических процессов с минимальным количеством встречных перекачек;
- Оптимальные размеры рабочей площади агрегатов, технологических блоков, установок;
- Деление на участки, обеспечивающие возможность опорожнения от продукта всех аппаратов и трубопроводов, расположенных на площадке;
- Свободный доступ к оборудованию, арматуре. Приборам контроля и автоматизации; свободный подъезд транспорта и размещение подъемных средств;
- Возможность проводить ремонтные работы с помощью средств механизации.

Расстояния между аппаратами, колоннами, теплообменниками и другим оборудованием, расположенными внутри одной технологической установки, следует принимать исходя из условий максимального удобства обслуживания, ремонта и выполнения требования по охране труда и пожарной безопасности.

Необходимо предусмотреть:

Основные проходы по обслуживанию щитов управления шириной не менее 2 м;

Основные проходы по обслуживанию компрессоров, насосов и аппаратов, имеющих местные контрольно-измерительные приборы, и проходы при наличии постоянных рабочих мест шириной не менее 1.5 м.

Проходы между аппаратами и стенами помещений при условии кругового обслуживания- шириной не 1 м.

Проходы для осмотра периодической проверки, регулирования аппаратов и приборов – шириной не менее 0.8 м; проходы между газовыми компрессорами – не менее 1.5 м. Ширина прохода малогабаритными машинами (шириной и высотой до 0.8 м.) – не менее 1 м.

расстояние между фундаментами «в свету» для вертикальных аппаратов массой не более 40 м. должны быть не менее 3.5 м.

ссылка

Список использованной литературы:

- [1] ГОСТ 12.0.003-74 “ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.
- [2] СН 245-71 Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий.
- [3] ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- [4] ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.
- [5] ГОСТ 12.4.124-83 ССБТ. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.
- [6] СН 305-77 Инструкция по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений.
- [7] ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
- [8] Разрешение № 0057-12 На выбросы вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух (за исключением радиоактивных веществ).
- [9] РИ-60-02-021 Рабочая инструкция по организации контроля за сбросами завода.
- [10] И-60-02-001 Рабочая инструкция по порядку обращения с опасными отходами производства и потребления.
- [11] П-ОТ-07-019-2008 Положение по оказанию доврачебной помощи пострадавшему от несчастных случаев.

11 Экономика.

11.1 Расчет производственной мощности

Расчет производственной мощности для непрерывного производства

$$M = P_{\text{техн}} \cdot T_{\text{эфф.г}} \cdot n \quad (12.1)$$

где:

M - производственная мощность, м³/ч;

$P_{\text{техн}}$ - техническая норма производительности; n - количество единиц оборудования;

В общем виде величина эффективного времени выразится следующим образом:

$$T_{\text{эфф.г}} = T_{\text{кал}} - T_{\text{ппр}} \quad (12.2)$$

где:

$T_{\text{кал}}$ - календарный фонд работы оборудования, $T_{\text{кал}} = 8760$ ч;

$T_{\text{ппр}}$ - время на ремонтные простои, $T_{\text{ппр}} = 1860$ (см. табл. 1);

Находим эффективное время работы оборудования:

$$T_{\text{эфф.г}} = 8760 - 1860 = 6900 \text{ ч} \quad (12.3)$$

$$M = 6900 \cdot 0.15 \cdot 2 = 2070 (\text{тыс м}^3)$$

Коэффициент экстенсивности:

Он характеризуется использованием основного оборудования по времени:

$$K_{\text{экст}} = \frac{T_{\text{эфф.г}}}{T_{\text{кал}}} = \frac{6900}{8760} = 0.79 \quad (12.4)$$

Коэффициент интенсивности:

Характеризует использование оборудования по производительности.

$$K_{\text{инт}} = \frac{P_{\text{факт}} \cdot K_{\text{р}}}{P_{\text{техн}} \cdot K_{\text{уст}}} = \frac{150 \cdot 26}{150 \cdot 26} = 1 \quad (12.5)$$

где:

$P_{\text{факт}}$ - фактическая производительность, $P_{\text{факт}} = 150$ м³/ч;

$P_{\text{техн}}$ - техническая норма производительности, $P_{\text{техн}} = 150$ м³/ч;

$K_{\text{р}}$ - количество работающего оборудования;

$K_{\text{уст}}$ - количество установленного оборудования.

Коэффициент мощности:

$$K_M = K_{\text{инт}} * K_{\text{экст}} = 0.79 * 1 = 0.79 \quad (12.6)$$

Годовая программа выпуска:

$$N_1 = K * M \quad (12.7)$$

где:

K_M - коэффициент мощности, $K_M = 0,79$;

M - производственная мощность, $M = 2070$ тыс. м³ /год;

$N_1 = 2070 * 0,79 = 1635,3$ тыс. м³ /год;

При увеличении производственной мощности на 10%

$N_2 = N_1 * 1,1 = 1635,3 * 1,1 = 1798,83$ тыс. м³ /год;

11.2 Режим работы персонала

Цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН) работает непрерывно, бригада формируется по принципу сменности. Согласно заводским данным график сменности является четырех бригадным. График сменности представляет собой изображение очередности выхода работающих на работы, А, Б, В, Г - условное обозначение бригад. Основные рабочие на производстве работают в двухсменном режиме, первая смена работает с 8.00 до 20.00 ч., а вторая смена работает с 20.00ч. до 8.00 ч. Основные рабочие работают вахтовым методом. Первая вахта работает с 25 числа по 9 число текущего месяца, а вторая группа вахтовиков работает с 10 числа по 24 число.

График двухсменного четырех бригадного режима работы на январь 2006 года приведен в таблице 2.

Штатное расписание ЦППН приведено в таблице 3.

Для эффективного фонда рабочего времени составим баланс времени одного среднесписочного рабочего.

Эффективное количество часов работы одного среднесписочного рабочего определяется:

$$T_{\text{эфф.раб}} = T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пл.пот}} \quad (12.8)$$

где:

Ткал - календарный фонд времени работы одного среднесписочного рабочего, ч; Тпл.пот - время плановых потерь, ч.;

Твых - число нерабочих часов в выходные дни, ч.

На производстве организованы две вахты по 2 смены каждая. Каждая смена работает 12 часов с компенсацией за работу в выходные дни. Это достигается применением четырех бригадного графика сменности.

Длительность сменоборота:

$$T_{\text{см.об}} = a * v \quad (12.9)$$

где:

Тсм.об - длительность сменоборота, дней; а - количество бригад;

в - число дней, в течении которых бригада работает в одну смену.

Количество выходных дней:

Дни в течении которых бригада работает в одну смену :

$$T_{\text{вых}} = \frac{T_{\text{кал}} * n}{T_{\text{см.об}}} \quad (12.10)$$

где:

Твых - количество выходных дней;

Ткал - календарный фонд времени работы одного среднесписочного рабочего;

Тсм.об - длительность сменоборота;

п - количество выходных дней за сменоборот.

Одна смена работает 15 дней, один день залета, один день вылета.

$$T_{\text{вых}} = \frac{365 * 3}{8} = 137$$

Продолжительность рабочих смен

в сменобороте находим по следующей формуле:

$$T_{\text{раб.см}} = t_{\text{см}} - t_{\text{вых}} \quad (21.11)$$

где:

tсм - продолжительность рабочих смен в сменобороте;

tвых- количество выходных дней.

$$T_{\text{раб.см}} = 8 - 3 = 5$$

Номинальный фонд рабочего времени:

$$T_{\text{раб}} = \frac{T_{\text{кал}} * T_{\text{раб.см}}}{t_{\text{см}}} = \frac{365 * 5}{8} = 228 \quad (12.12)$$

Таблица 4. Баланс рабочего времени одного среднесписочного рабочего.

№	Показатели	Дни	Часы
1	Календарный фонд рабочего времени, Ткал	365	8760
2	Выходные дни, Твых	137	3288
3	Номинальный фонд рабочего времени, Траб	228	5472
4	Очередные и дополнительные отпуска	36	864
5	Невыходы по болезни	7	168
6	Выполнение государственных обязанностей	1	24
7	Отпуск по учебе без отрыва от производства	1	24
8	Итого по отпускам	45	1080
9	Эффективный фонд рабочего времени	183	4392

Находим количество производственного персонала работающего посменно:

$$Н_{\text{яв}} = Н_{\text{шт}} * S \quad (12.13)$$

где:

Н_{яв} - явочная численность производственного персонала, работающего посменно;

S - число смен,

S = 4.

$$Н_{\text{яв}} = 32 - 4 = 128$$

Списочная численность:

$$Н_{\text{сп}} = Н_{\text{яв}} * K_{\text{пер}} \quad (12.14)$$

где:

K_{пер} - коэффициент перехода от явочной численности к списочной.

$$K_{\text{пер}} = \frac{T_{\text{эфф.об}}}{T_{\text{эфф.раб}}} \quad (12.15)$$

где:

T_{эфф.об} = 6900 часа,

Тэфф.раб - эффективный фонд рабочего времени одного среднесписочного рабочего, Тэфф.раб = 4392 часа.

$$K_{\text{пер}} = \frac{6900}{4392} = 1.571$$

Списочная численность равна:

$$N_{\text{сп}} = 128 * 1.571 = 201 \text{ (человек)}$$

Таблица 12.8. Годовой график ППР и ТО оборудования.

Наименование оборудования	Нормативы ресурса между ремонтами			Нормативы простоя в ремонте и ТО			График ремонта и ТО												Годовой простой в ремонте и ТО, ч.	Продолжительность работ, ч.	
	Т	Т _{ув}	Т _{ум}	Т	Т _{ув}	Т _{ум}											0	1			2
Установленная блочная сепарационная	2160	4320	8640	260	600	1000														1860	6900
Нефтегазосепаратор	2160	4320	8640	260	600	1000														1860	6900
Конечная сепарационная установка	2160	4320	8640	260	600	1000														1860	6900

Печи подогрева нефти	2 160	4 320	8 640	2 60	2 00	1 000												1 860	6 900
Газосеп аратор	2 160	4 320	8 640	2 60	2 00	1 000												1 860	6 900
Установ ка сепарационн ая трубная наклонная	2 160	4 320	8 640	2 60	2 00	1 000												1 860	6 900
Отстой ники	2 160	4 320	8 640	2 60	2 00	1 000												1 860	6 900
Насосы	2 160	4 320	8 640	2 60	2 00	1 000												1 860	6 900

Таблица 12.9. График режима работы смен.

										0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1
										2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2							
										2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2							
	2	2	2	2	2	2	2	2	2																2	2	2	2	2	2	2
	2	2	2	2	2	2	2	2	2																2	2	2	2	2	2	2

Таблица 12.10. Штатное расписание ЦППН.

Наименование должности, профессии	Категория	Разряд	Кол. штат. ед.	Ставка	МФЗП
1	2	3	4	5	6
<i>Руководство:</i>					
1. Начальник ЦППН.	ИТР	16	1	Контракт	
2. Главный инженер.	ИТР	16	1	Контракт	
3. Зам. начальника по сбору.	ИТР	15	1	Контракт	
4. Зам. начальника по сбору и транспорту нефти.	ИТР	15	1	Контракт	
5. Референт – переводчик.	ИТР	8	6	26.57	110882
Итого по руководству			10		110882
<i>Группа ОТ, ПБ и экологии:</i>					
6. Зам. главного инженера.	ИТР	14	1	38.71	26924
7. Инженер по ТБ и экологии 1 категории.	ИТР	11	1	32.34	22493
8. Инженер по ГО и ЧС 2 категории.	ИТР	10	1	30.78	21408
Итого по группе ОТ, ПБ и экологии			3		70825
<i>Газоспасательная станция:</i>					
9. Начальник ГСС.	ИТР	10	2	30.78	42817
10. Командир отделения.	ИТР	8	4	26.57	73921
Итого по ГСС			6		116738
<i>Производственно – диспетчерская служба:</i>					
11. Оператор пульта управления.	ОР	4	4	15.29	40066
12. Начальник службы.	ИТР	11	2	32.34	44987
13. Начальник смены.	ИТР	11	4	32.34	89975
14. Инженер ЭВМ 1 категории.	ИТР	10	2	30.78	42817
15. Инженер программист 1 категории.	ИТР	10	2	30.78	42817
Итого по производственно – диспетчерской службе			14		260662

Продолжение таблицы 12.10

1	2	3	4	5	6
Участок подготовки нефти:					
16. Начальник участка.	ИТР	14	2	38.71	53848
17. Ведущий инженер.	ИТР	13	2	36.43	50677
18. Инженер технолог 1 категории.	ИТР	11	2	32.34	44987
19. Инженер – механик 1 категории.	ИТР	11	2	32.34	44987
20. Оператор ООУ.	ОР	5	6	17.71	73908
21. Оператор ООУ.	ОР	4	8	15.29	80131
22. Оператор товарный.	ОР	5	6	17.71	73908
23. Машинист технологического компрессора.	ОР	5	8	17.71	98544
Итого по участку подготовки нефти			36		520990
Химико-аналитическая лаборатория:					
24. Зав. лабораторией.	ИТР	11	2	32.34	44987
25. Лаборант химического анализа.	ВСП	4	10	15.29	100165
Итого по химико-аналитической лаборатории			12		145152
Энерго-механическая служба:					
26. Начальник службы.	ИТР	15	2	40.5	56338
27. Главный энергетик.	ИТР	15	2	40.5	56338
28. Старший мастер по защите трубопроводов от коррозии.	ИТР	12	2	34.67	48228
Итого по энерго-механической службе			6		160905
Участок энергосредств:					
29. Инженер – энергетик.	ИТР	10	2	30.78	42817
Итого по участку энергосредств			2		42817
Электротехнический участок:					
30. Мастер.	ИТР	10	2	30.78	42817
31. Старший мастер.	ИТР	13	2	36.43	50677
32. Электрослесарь по ремонту оборудования.	ВСП	5	6	17.71	73908
Итого по электротехническому участку			10		167402

Продолжение таблицы 12.10

1	2	3	4	5	6
Участок КИПиА, связи:					
33. Начальник участка.	ИТР	14	2	38.71	53848
34. Ведущий инженер – метролог.	ИТР	14	2	38.71	53848
35. Мастер КА и Т.	ИТР	13	2	36.43	50677
36. Мастер КИПиА, связи.	ИТР	11	2	32.34	44987
37. Наладчик КИПиА.	ВСП	6	8	21.08	117288
38. Слесарь КИПиА.	ВСП	5	6	17.71	73908
Итого по участку КИПиА, связи			22		394556
База производственного оборудования:					
39. Начальник БПО.	ИТР	14	2	38.71	53848
Участок по ремонту оборудования:					
40. Начальник участка.	ИТР	14	2	38.71	53848
41. Слесарь по ремонту ТУ.	ВСП	5	10	17.71	123180
42. Слесарь по ремонту электрооборудования.	ВСП	5	4	17.71	49272
43. Электрогазосварщик.	ВСП	6	2	21.08	29323
44. Токарь.	ВСП	6	2	21.08	29323
Итого по участку по ремонту оборудования			20		284946
Участок производственного оборудования:					
45. Мастер по ремонту ТУ.	ВСП	11	2	32.34	44987
46. Мастер по ремонту электрооборудования.	ВСП	5	4	17.71	49272
Итого по участку производственного оборудования			6		94259
Транспортный участок:					
47. Старший механик.	ИТР	11	2	32.34	44987
48. Водитель.	МОП	4	2	15.29	20033
49. Машинист автокрана.	ОР	6	2	21.08	29323
50. Инженер 2 категории.	ИТР	10	2	30.78	42817
51. Грузчик.	МОП	4	2	15.29	20033

Продолжение таблицы 12.10

1	2	3	4	5	6
52. Стропальщик.	МОП	4	2	15.29	20033
53. Кладовщик.	МОП	4	2	15.29	20033
54. Уборщик производственных помещений.	МОП	1	4	8.43	23453
55. Уборщик служебных помещений.	МОП	1	2	8.43	11726
Итого по транспортному участку			20		232438
Участок пароводоснабжения:					
56. Оператор ТУ.	ОР	6	2	21.08	29323
57. Слесарь – сантехник.	ВСП	5	4	17.71	49272
58. Машинист насосных установок.	ОР	5	4	17.71	49272
Итого по участку пароводоснабжения			10		127867
Газоспасательная служба:					
59. Газоспасатель – водитель.	ВСП	5	8	17.71	98544
60. Газоспасатель 2 класса.	ВСП	4	8	15.29	80131
61. Газоспасатель 1 класса.	ВСП	5	6	17.71	73908
Итого по газоспасательной службе			22		252583
Итого по ЦППН			201		3036870

Таблица 12.11. Структура основных производственных фондов.

№	Наименование ОПФ	Стоимость ОПФ, руб.	% к общей стоимости ОПФ, %	Н а, %	Текущий ремонт, %	Капитальный ремонт, %
1	Здания	93512078	58.25	4	3.2	6.3
2	Сооружения	11607823	7.23	4	3.2	6.3
3	Передающее устройство	10135956	6.3	14	6.3	8.2
4	Машины и оборудование	32744688	20.4	12	6.3	8.2
5	Приборы КИПиА	2789447	1.73	11	6.3	8.2
6	Инструменты и инвентарь	9721351	6.05	14	6.3	8.2
7	Итого	160511343	100			

11.3 Организация оплаты труда

В нефтегазодобывающем управлении оплата труда рабочих повременно-премиальная, на основе часовых тарифных ставок, установленных и утвержденный на предприятии, присвоенных квалификационных разрядов (семнадцатиразрядная сетка) и фактически отработанного времени.

Труд руководителей, специалистов и служащих оплачивается согласно установленной разрядной таблицы за фактически отработанное время.

Рабочим руководителям и специалистам работа в ночное время оплачивается в повышенном размере на 40% и в вечернее время на 20%. Компенсационная доплата выплачивается в размере 10% за тяжелые условия труда.

На месторождении выплачивается надбавка в размере 75% взамен суточных.

Работа в праздничные дни оплачивается работникам, труд которых оплачивается по часовым тарифным ставкам - в размере двойной часовой тарифной ставки.

Тарифный фонд заработной платы рассчитывается на основе тарифной сетки (Таблица 3).

Для примера приведен расчет месячной заработной платы оператора обессоливающей и обезвоживающей установки ЦППН четвёртого разряда.

Заработная плата рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{тар} = D_{ноч} + D_{празд} + D_{прем} + D_{р.к} + D_{сут} + D_{усл.тр.} \quad (12.16)$$

где:

$Z_{тар}$ - тарифная ЗП, руб.;

Дноч - доплата за работу в ночное время, руб.;

Дпразд - доплата за работу в праздничные дни, руб.;

Дпрем - премиальная ЗП, руб.;

Др.к. - районный коэффициент, руб.;

Дсут - доплата взамен суточных, руб.;

Дусл.тр. - компенсационная доплата за условия труда, руб.

Тарифная заработная плата рассчитывается:

$$Зтар = Тст * Тфак * Н \quad (12.17)$$

где:

Тст - тарифная ставка данной категории рабочих, $Тст = 15.29$ руб./ч;

Тфакт 192 ч. за смену;

Н - количество рабочих данной категории, человек, $Н = 8$

$$Зтар = 15.29 * 192 * 8 = 23485.44(\text{руб.})$$

Доплата за работу в ночное время

$$Дноч = 0.4 * Тст * Тноч * Н \quad (12.18)$$

$$Дноч = 0.4 * 15.29 * 96 * 8 = 4697.09$$

Доплата в праздничные дни:

$$Дпразд = Тпразд * Тст * 2 * Н \quad (12.19)$$

где:

Тпразд - количество часов, отработанное в праздники, ч; (31 декабря, 1,2 января -

Тпразд = 36 часов)

$$Дпразд = 36 * 15.29 * 2 * 8 = 4403.52(\text{руб})$$

Премиальная ЗП:

$$Дпрем = Зтар * Тпрем / 100\% \quad (12.20)$$

где: Зтар - тарифная ЗП, руб.;

Тпрем - премиальные %, за январь 2006 года $Тпрем = 80\%$.

$$Дпрем = 23485.44 * 80 / 100 = 18788.35(\text{руб})$$

Доплата взамен суточных:

$$Дсут = Зтар * 75 / 100 \quad (12.21)$$

$$Дсут = 23485.44 * 75 / 100 = 17614.08(\text{руб})$$

Компенсационная доплата за тяжелые условия труда:

$$\text{Дусл.тр} = \text{Зтар} * 10 / 100 \quad (12.22)$$

$$\text{Дусл.тр} = 23485.44 * 0.1 = 2348.54$$

Основная ЗП 8 операторов обессоливающей и обезвоживающей установки ЦППН за январь месяц составит:

$$\text{Зосн} = 23485.44 + 4697.09 + 4403.52 + 18788.35 + 17614.08 + 2348.54 = 71337.02 (\text{руб.})$$

$$\text{ЗП} = \text{Зосн} + \text{Здоп} \quad (12.23)$$

где:

Зосн - основная ЗП, руб.;

Здоп - дополнительная ЗП, руб.;

$$\text{Здоп} = \text{Зосн} * \text{К} / \text{Ткал} \quad (12.24)$$

где: К - число законных невыходов, дни;

Ткал - календарный фонд работы одного среднесписочного рабочего, дней, Ткал = 365;

$$\text{Здоп} = 71337.02 - 45 / 365 = 8794.98 (\text{руб.})$$

ЗП 8 операторов обессоливающей и обезвоживающей установки ЦППН за 1 месяц составит:

$$\text{ЗП} = 71337.02 + 8794.98 = 80131.99 (\text{руб.})$$

Аналогично производится расчет месячного фонда ЗП всех работающих в ЦППН. Месячный и годовой фонд ЗП представлен в таблице 5.

Таблица.5. Фонд заработной платы

Наименование	Численность, чел.	МФ ЗП, руб	ГФЗ П, руб
Инженерно-технические работники (ИТР)	67	145 4603	1745 5236
Основные рабочие (ОР)	40	474 475	5693 700
Вспомогательные рабочие (ВСР)	80	992 481	1190 9772
Младший обслуживающий персонал (МОП)	14	115 311	1383 732
Итого по ЦППН	201	303 6870	3644 2440

11.4 Расчет амортизационных отчислений

В качестве сырья используется нефть, поступающая из скважин и дожимной насосной станции. В таблице 6 приведена структура основных производственных фондов ЦППН.

Рассмотрим принцип расчета амортизационных отчислений на январь месяц 2006 года на примере установки блочной сепарационной.

$$A_p = N_a * F_{\text{восст}} / 100 \quad (12.25)$$

где:

N_a - норма амортизационных отчислений, %. Для установки блочной сепарационной $N_a = 10\%$;

$F_{\text{восст}}$ - полная восстановительная стоимость УБС, руб. $F_{\text{восст}} = 1200000$ руб.

$$A_p = 10 * 1200000 / 100 = 1200000 \text{ (руб.)}$$

Сумма месячных амортизационных отчислений установки блочной сепарационной составляет:

$$A_{\text{м}} = A_p / 12 \quad (12.26)$$

$$A_{\text{м}} = 1200000 / 12 = 100000 \text{ (руб.)}$$

Аналогично рассчитывается сумма месячных амортизационных отчислений для любых видов основных средств с учетом их норм амортизации и полной восстановительной стоимости.

11.5 Калькуляция себестоимости

Расчет себестоимости приведен в таблице 12.7.

Общезаводской расход составляет 27% к цеховой себестоимости.

Коммерческий расход составляет 12% к заводской себестоимости.

Внутривзаводское перемещение грузов - 4-5% от стоимости оборудования.

Постоянные затраты

Затраты, которые не меняются от изменения объема выпускаемой продукции (арендная плата за помещение, амортизация основных производственных средств, износ нематериальных производственных средств и т.д.). По таблице 12.7 находим постоянные затраты = 90694204 руб.

Переменные затраты

Затраты, которые изменяются от объема производства. Из таблицы 12.7 переменные затраты составляют = 43026786.8 руб. (зависят от N) и = 1762056 руб. (не зависят от N)

$$З_{\text{пер}1} = 43026786.8 + 1762056 = 44788842,8 \text{ (руб.)}$$

$$З_{\text{пер}2} = 43026786.8 * 1,1 + 1762056 = 49091521,48 \text{ (руб.)}$$

Цена нефти

С помощью затратного метода найдем цену продукции за 1 м^3 :

$$Ц = C * (1 + R/100) / N \quad (12.27)$$

где:

$N=1635300 \text{ м}^3$

С - полная себестоимость, руб.;

Р - рентабельность, 20 %.

$$\Pi = \frac{135483046,8 * (1 + 20/100)}{1635300} = 99,42(\text{руб})$$

Принимаем цену нефти за константу вне зависимости от объема производства.

Выручка

$B1 = \Pi * N1 = 99,42 * 1635300 = 162581526 \text{ (руб)}$

$B2 = \Pi * N2 = 99,42 * 1798830 = 178839678,6 \text{ (руб)}$

Налоги

Налог на имущество - 2% от зданий и сооружений (таблица 6) постоянен и не зависит от объема производства:

$$Н_{им} = 0,02 * 105119901 = 2102398 \text{ (руб)} \quad (12.28)$$

Налог на содержание жилищного фонда - 1,5 %

$$Н_{жф} = 0,015 * B \quad (12.29)$$

$Н_{жф1} = 0,015 * B1 = 0,015 * 162581526 = 2438722,89 \text{ (руб)}$

$Н_{жф2} = 0,015 * B2 = 0,015 * 178839678,6 = 2682595,18 \text{ (руб)}$

Себестоимость

$$C = 3_{\text{пост}} + 3_{\text{пер}} \quad (12.30)$$

$C1 = 3_{\text{пост}} + 3_{\text{пер}1} = 90694204 + 44788842,8 = 135483046,8 \text{ (руб)}$

$C2 = 3_{\text{пост}} + 3_{\text{пер}2} = 90694204 + 49091521,48 = 139785725,5 \text{ (руб)}$

Прибыль

$$\Pi p = B - C \quad (12.31)$$

$\Pi p1 = B1 - C1 = 162581526 - 135483046,8 = 27098479,2 \text{ (руб)}$

$\Pi p2 = B2 - C2 = 178839678,6 - 139785725,5 = 39053953,1 \text{ (руб)}$

Налог на доходы

$$Н_{д} = 0,24 * \Pi p \quad (12.32)$$

$Н_{д1} = 0,24 * 27098479,2 = 6503635 \text{ (руб)}$

$Н_{д2} = 0,24 * 39053953,1 = 9372948,7 \text{ (руб)}$

Таблица 12.5. Затраты на выпуск продукции

№	Показатель	ед.	N	N	ед.изм.	N1	N2
1	Выпуск продукции	ты с м3	16 35,3	17 98,8	тыс м3	1635, 3	1798, 8

2	Себестоимость продукции	ру б/м3	82 ,84	77 ,71	тыс руб	13548 3	13978 5
3	Сумма переменных затрат	ру б/м3	27 ,38	27 ,29	тыс руб	44788	49091
4	Сумма постоянных затрат	ру б/м3	55 ,46	50 ,42	тыс руб	90694	90694

11.6 Расчет технико-экономических показателей

Фондоотдача

$$\Phi_o = V / C_{осн} \quad (12.33)$$

где:

V - объем выручки от реализации, руб.;

C_{осн} - среднегодовая стоимость ОПФ, руб. не зависит от производительности

$$C_{осн} = 160511343 \text{ руб.}$$

$$\Phi_{o1} = V_1 / C_{осн} = 162581526 / 160511343 = 1,01 \text{ (руб/руб)}$$

$$\Phi_{o2} = V_2 / C_{осн} = 178839678,6 / 160511343 = 1,11 \text{ (руб/руб)}$$

Фондоемкость

$$\Phi_e = C_{осн} / V \quad (12.34)$$

$$\Phi_{e1} = C_{осн} / V_1 = 160511343 / 162581526 = 0,99 \text{ (руб/руб)}$$

$$\Phi_{e2} = C_{осн} / V_2 = 160511343 / 178839678,6 = 0,89 \text{ (руб/руб)}$$

Фондовооруженность

$$\Phi_v = C_{осн} / N_{сп}, \quad (12.35)$$

N_{сп} - списочная численность работников не зависит от производительности

$$N_{сп} = 201 \text{ чел}$$

$$\Phi_v = 160511343 / 201 = 798563,9 \text{ (руб/чел)} \text{ не зависит от производительности}$$

Производительность труда

$$П_{прт} = N / N_{сп} \quad (12.36)$$

где:

N - выпуск продукции за год, м³ / год;

$$П_{прт1} = N_1 / N_{сп} = 1635300 / 201 = 8135,82 \text{ м}^3 / \text{чел}$$

$$П_{прт2} = N_2 / N_{сп} = 1798830 / 201 = 8949,4 \text{ м}^3 / \text{чел}$$

11.7 Расчет точки безубыточности

Расчет точки безубыточности производится на основании сопоставления выпуска продукции, ее себестоимости, постоянных затратах, оптовой цены.

Таблица 12.7 Данные для расчета точки безубыточности.

№	Показатель	N1	N2
1	Выпуск продукции	1635300	1798830
2	Выручка от реализации продукции	162581526	178839678,6
5	Сумма переменных затрат	44788842,8	49091521,48
6	Сумма постоянных затрат	90694204	90694204

Аналитический способ безубыточного объема продаж более удобен по сравнению с графическим, т.к. более точный. Безубыточный объем реализации:

$$T = N * Z_{\text{пост}} / D_m \quad (12.37)$$

где:

N - количество проданной продукции, м ;

Z_{пост} - постоянные затраты, руб.;

D_м - маржинальный доход, руб.;

$$D_m = V - Z_{\text{пер}} \quad (12.38)$$

где:

V - выручка, руб.;

Z_{пер} - переменные затраты, руб.;

$$D_{m1} = V_1 - Z_{\text{пер}1} = 162581526 - 44788842,8 = 117792683,2 \text{ (руб)}$$

$$T_1 = 1635300 * 90694204 / 117792683,2 = 1259095,45 \text{ (м}^3\text{)}$$

$$D_{m2} = V_2 - Z_{\text{пер}2} = 178839678,6 - 49091521,48 = 129748157,1 \text{ (руб)}$$

$$T_2 = 1798830 * 90694204 / 129748157,1 = 1257385,5 \text{ (м}^3\text{)}$$

В денежном измерении точка безубыточного объема продаж равна:

$$T_{\text{ден}} = T * C_{\text{пр}} \quad (12.39)$$

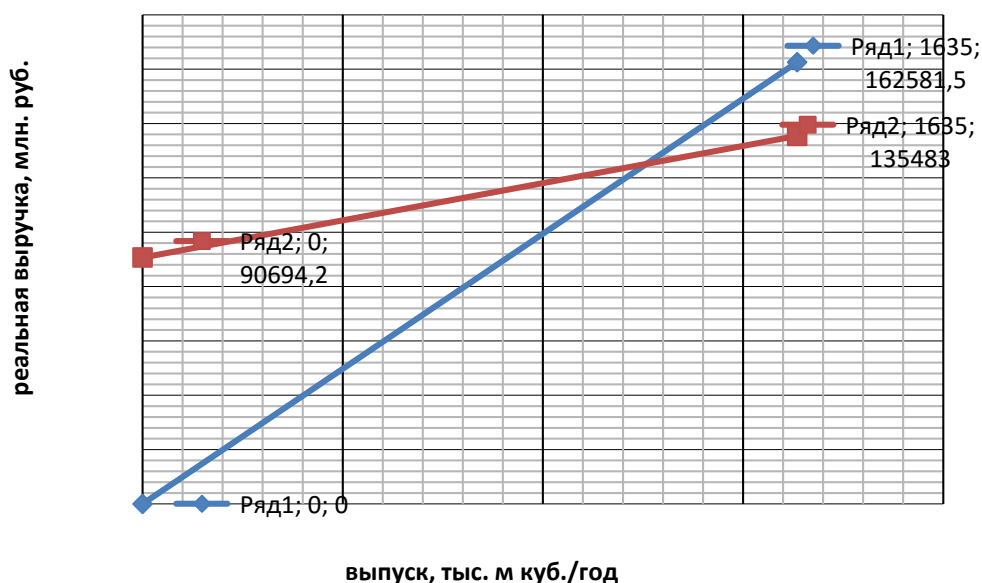
где:

C_{пр} - цена продаж за 1 м³ = 99,42 руб;

$$T_{\text{ден}1} = 1259095,45 * 99,42 = 125179269,6 \text{ (руб)}$$

$$T_{\text{ден}2} = 1257385,5 * 99,42 = 125009266,4 \text{ (руб)}$$

Рис 13.1. График безубыточности производства при N1



Оценка инвестиционных проектов

В настоящее время возрастает потребность в энергоресурсах, сырье для нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий, следовательно, необходимо увеличивать добычу сырой нефти. На данном производстве планируется увеличение объема выпускаемой продукции на 10 % за счет разработки и ввода в эксплуатацию новых скважин. Увеличение планируется в первые два года, после внедрения инновации. Для переработки большего количества сырой нефти, необходимы новые решения в технологии переработки и модернизация старого оборудования.

Для улучшения показателей качества товарной нефти, при увеличенном объеме производства, необходимо на первой ступени сепарации установить УБС (установку блочную сепарационную) с системой трубного разгазирования и НГС (нефтегазосепаратор), работающий параллельно с УБС. На третьей ступени сепарации - модернизировать КСУ (конечную сепарационную установку). Также необходимо модернизировать отстойники, для улучшения процесса обезвоживания и обессоливания нефти. Для этого требуются инвестиции в сумме 3433000 рублей. Средства должны поступить из собственного фонда предприятия «Реконструкции и развития».

Таблица 12.8. Затраты на НИОКР.

№	Наименование	Количество	Сумма, руб.
1	Покупка УБС	1	1200000
2	Покупка НГС	1	945000
3	Доставка и погрузочно-разгрузочные работы		204000
4	Строительно-монтажные работы		420000
5	Модернизация отстойников	2	218000
6	Модернизация КСУ	1	286000
7	Лабораторные исследования		30000
8	Проектирование		45000
9	Испытание и опробывание аппаратов		60000
10	Прочие расходы		25000
	Итого		3433000

При внедрении на производстве инноваций используются показатели расчета внедряемых проектов:

1. Чистый дисконтированный доход.
2. Индекс доходности или индекс рентабельности.
3. Внутренняя норма доходов (норма рентабельности инвестиций).
4. Срок окупаемости.

Таблица 12.9

Показатели	1	2	3	4	5
Доходы:					
1. Объем реализованной продукции тыс. м ³ /год	3 1635.	1 1717.	9 1802.	1893.1	7 1987.
2. Цена за ед. продукции, руб.	1000 1635.	1050 1802.	1100 1983.	1150 2177.1	1200 2385.
3. Выручка, млн. руб.	3	9	2		2
Затраты:					
1. ЗП, млн. руб.	36.4	37.22	39.08	41.04	43.08
2. Сырье и материалы, млн. руб.	43.02	45.17	47.4	49.8	52.29
3. Затраты на оборудование, млн. руб.	- 1.47	- 1.47	- 1.47	- 1.47	6.7 1.47

4. Дополнительные затраты, млн. руб.					
Налогооблагаемая прибыль, млн. руб.	1499.8	1667.4	1847.7	2041.6	2249.7
Налог на прибыль, млн. руб.	359.9	400.2	443.4	489.98	539.9
Чистая прибыль, млн. руб.	1113.2	1240.7	1377.7	1525.02	1683.2
Амортизация, млн. руб.	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7
Чистые денежные потоки, млн. руб.	1118.9	1246.4	1383.4	1530.72	1688.9

1). Чистый дисконтированный доход:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{ЧДП_{опt}}{(1+i)^t} - I_0 \quad (12.39)$$

где $ЧДП_{опt}$ – чистые денежные поступления от операционной деятельности;

I_0 – разовые инвестиции, осуществляемые в нулевом году;

t – номер шага расчета ($t=0, 1, 2 \dots n$);

n – горизонт расчета;

i – ставка дисконтирования (желаемый уровень доходности инвестируемых средств).

2). Индекс доходности или индекс рентабельности:

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{ЧДП_t}{(1+i)^t} / I_0 \quad (12.40)$$

где I_0 – первоначальные инвестиции $NPV = \left(\frac{1118.9}{1.2^1} + \frac{1246.4}{1.2^2} + \frac{1383.4}{1.2^3} \right) - 3433 = 2598$ млн. руб.

$NPV > 0$ - проект эффективен.

$$PI = \left(\frac{1118.9}{1.2^1} + \frac{1246.4}{1.2^2} + \frac{1383.4}{1.2^3} \right) / 3433 = 2,56$$

$PI > 1$ - проект принимается.

Внутренняя ставка доходности (IRR)

$$\sum_{t=1}^n \frac{ЧДП_{опт}}{(1+IRR)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+IRR)^t}$$

Значение ставки, при которой **NPV** обращается в нуль, носит название “внутренней ставки доходности”. Формальное определение “внутренней ставки доходности” заключается в том, что это та ставка дисконтирования, при которой суммы дисконтированных притоков денежных средств равны сумме дисконтированных оттоков или **NPV**=0. По разности между IRR и ставкой дисконтирования *i* можно судить о запасе экономической прочности инвестиционного проекта. Чем ближе IRR к ставке дисконтирования *i*, тем больше риск от инвестирования в данный проект.

i	NPV
0,1	195158,3
0,2	131667,3
0,5	31501,07
0,8	-25744,8
1	-43767,6

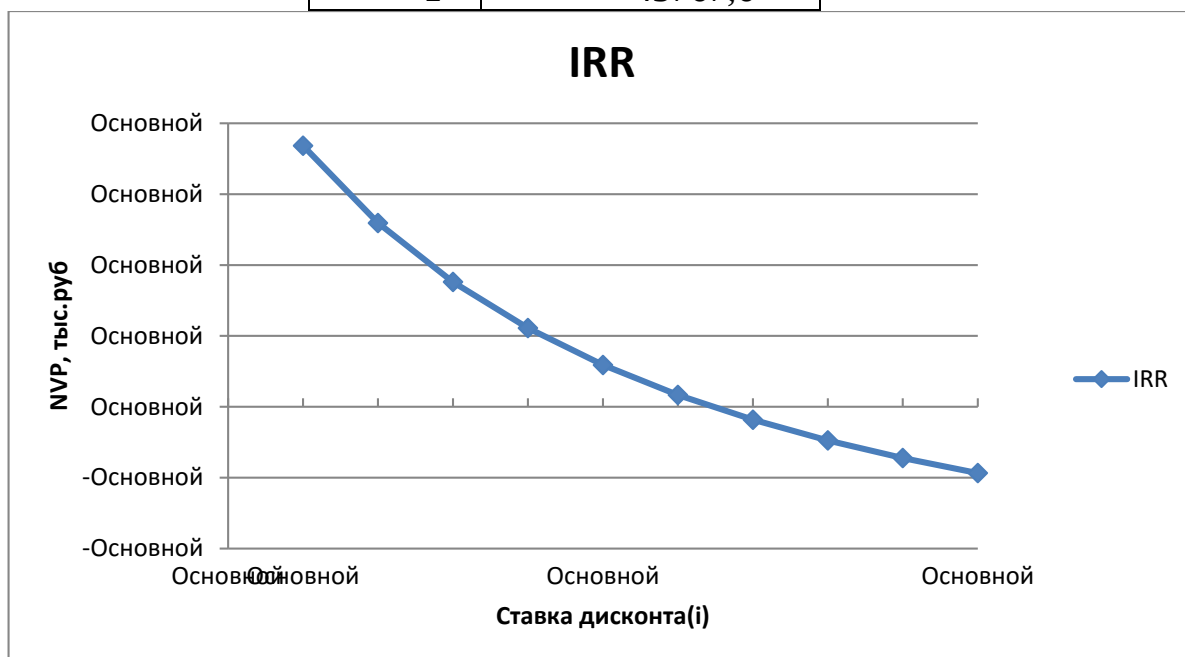


Рисунок 2 – График зависимости **NPV** от ставки дисконтирования

3)Внутренняя норма доходности:

$$ВНД = E_1 + \frac{ЧДД_{E1}}{ЧДД_{E1} - ЧДД_{E2}} \cdot (E_2 - E_1) \quad (12.41)$$

$$ВНД = 20 + \frac{2598}{2598 - 2071.5} \cdot (35 - 20) = 94$$

4). Срок окупаемости:

$$T_{OK} = \frac{K}{\Pi_{CP}^ч + A_{CP}} \quad (12.42)$$

где $\Pi_{CP}^ч$ - среднегодовая чистая прибыль;
 A_{CP} - среднегодовая амортизация.

$$T_{OK} = \frac{3.43}{1176.95 + 5.7} = 0.03 \text{ лет}$$

Технико-экономические показатели

Наименование показателя	Ед. изм.	Планов ый год
1. Объем производства	м ³	1635300
2. Объем продаж	м ³	1635300
3. Цена 1 м ³	тыс. руб.	1
4. Выручка от продажи (2*3)	тыс. руб.	1635300
5. Суммарные издержки	тыс. руб.	135483
5.1.Издержки переменные	тыс. руб.	44788,8
5.2.Издержки постоянные	тыс. руб.	90694,2

6. Операционная прибыль (4–5)	тыс. руб.	1499816 ,9
7. Налог на прибыль (6*20%)	тыс. руб.	359956
8. Чистая прибыль (6–7)	тыс. руб.	1113228 ,9
9. Себестоимость 1 м ³	тыс. руб.	99.42
10. Стоимость основных средств	тыс. руб.	160511, 2
11. Численность основных рабочих	чел.	201
12. Фондовооруженность (10/11)	тыс. руб./чел.	798,5
13. Фондоотдача (4/10)	руб./руб .	1.01
14. Фондоемкость (10/4)	руб./руб .	0.99
15. Производительность труда (4/11)	тыс. руб./чел.	8135.82
16. Рентабельность производства (8*100%/5)	%	41.07
17. Рентабельность продаж (8*100%/4)	%	20
18. Критический объем продаж (Q _{кр.})	м ³	93248 ,1
19. Критический объем продаж (Q _{кр.})	тыс. руб.	93248 ,1
20. Инвестиции, I _о	тыс. руб.	3433000
21. Чистая текущая стоимость, NPV	тыс.руб.	2598000
22. Рентабельность инвестиций, PI	-	2,56
23. Внутренняя ставка доходности, IRR	%	62
24. Срок окупаемости	годы	0,03

Литература.

1. Безопасность жизнедеятельности. Под общ. ред. С. В. Белова. 2-е изд., испр. и доп. М.: Высш. шк., 1999. – 448 стр.
2. Вихман Г. Л. Основы конструирования аппаратов и машин нефтеперерабатывающих заводов. М.: Машиностроение, 1978. – 327 стр.
3. Голубятников В. А. Автоматизация производственных процессов в химической промышленности. М.: Химия, 1985. – 352 стр.
4. Ермаков В. И., Шеин В. С. Ремонт и монтаж химического оборудования. М.: Машиностроение, 1992. – 208 стр.
5. Касаткин А. Г. Основные процессы и аппараты химических технологий. М.: Химия, 1973. – 750 стр.
6. Кнорринг Г. М. Справочная книга для проектирования электрического освещения. 2-е изд., перераб. и доп. С.-П. Энергоатомиздат, 1992. – 448 стр.
7. Кушелев В. П. Охрана труда в нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. М.: Химия, 1983. – 472 стр.
8. Лашинский А. А. Конструирование сварных химических аппаратов. Справочник под редакцией А. Р. Толчинского. Л.: Машиностроение, 1981. – 382 стр.
9. Лутошкин Г. С., Дунюшкин И. И. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах. Учебник для вузов. М.: Недра, 1985. – 135 стр.
10. Малышев Ю. М. Экономика нефтяной и газовой промышленности. М.: Недра, 1980. – 277 стр.
11. Маринин Н. С., Савватеев Ю. Н. Разгазирование и предварительное обезвоживание нефти в системах сбора. М.: Недра, 1982. – 171 стр.
12. Молоканов Ю. К. Монтаж аппаратов и оборудования нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов. М.: Гостоптехиздат, 1982. – 391 стр.
13. Нефтепромысловое оборудование. Справочник под редакцией Е. И. Бухаленко. М.: Недра, 1990. – 559 стр.
14. Нехаев В. Н. Основы организации управления, труда и заработной платы в нефтяной промышленности. М.: Недра, 1985. – 264 стр.

15. Охрана окружающей среды. Под ред. С. В. Белова. 2-е изд., испр. и доп. М.: Высшая школа, 1991. – 319 стр.
16. Панов Г. Е. Охрана окружающей среды на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. М.: Недра, 1986. – 244 стр.
17. Промышленные приборы и средства автоматизации. Справочник под ред. В. В. Черенкова. Л.: Машиностроение, 1987. – 847 стр.
18. Расчет и конструирование машин и аппаратов химических производств: Примеры и задачи. Под общей редакцией М. Ф. Михалева. Л.: Машиностроение, Ленинградское отделение, 1984. – 301 стр.
19. Родионов А. И. Техника защиты окружающей среды. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Химия, 1989. – 512 стр.
20. Смирнов Г. Г. и др. Конструирование безопасных аппаратов для химических и нефтехимических производств. Справочник под общ. ред. А. Р. Толчинского. Л.: Машиностроение. Ленинградское отделение, 1988. – 303 стр.
21. Котляревский В. А. и др. Безопасность резервуаров и трубопроводов. М.: Экономика и информатика, 2000. – 555 стр.
22. Безопасность жизнедеятельности: учебник под редакцией С. В. Белова. М.: Высшая школа, 1999. – 448 стр.
23. Безопасность труда в нефтегазодобывающих и газоперерабатывающих производствах. Правила и нормы. М.: Недра, 1989 – 487 стр.
23. Константинов А. Н., Самсонов Н.А. и др. Аппараты и оборудование нефтеперерабатывающих заводов. Расчет и конструирование. Справочная книга. М.: Гостоптехиздат, 1960 – 575 стр.
24. Б. А. Князевский и др. Электробезопасность в машиностроении. М.: Машиностроение, 1980 – 240 стр.