

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра технологических машин и оборудования
нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Э.А. Петровский

« _____ » _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Разработка конструкции аппарата для осушки природного газа

направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль 21.03.01.07 «Эксплуатация
и обслуживание технологических объектов нефтегазового производства»

Руководитель старший преподаватель _____ Е. А. Соловьев

Выпускник ГБ13-04 081313911 _____ К. М. Войткин

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра технологических машин и оборудования
нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Э.А. Петровский

« ____ » _____ 2017 г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

Студент Войткин Кирилл Максимович

Группа ГБ13-04 Направление 21.03.01.07

Эксплуатация и обслуживание технологических объектов нефтегазового производства

Тема выпускной квалифицированной работы: Разработка конструкции аппарата для осушки природного газа

Утверждено приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР Е.А. Соловьёв, доцент кафедры ТМиОНГК, Институт нефти и газа Сибирского федерального университета

Исходные данные для ВКР: Разработка конструкции аппарата для осушки природного газа. Требуемая производительность по газу: 40,5 млрд. м³/год. Плотность газа: 0,6 кг/м³. Требуемая степень осушки: 99%. Расчётная температура на входе в абсорбер: 10°C. Расчётное давление в абсорбере: 8 МПа. Абсорбент: ДЭГ. Точка росы осушенного газа -20 °С. Годовая продолжительность работы установки 350 дней (8400 ч). Концентрация регенерированного раствора 98,5%. Концентрация насыщенного раствора 96,6%. Содержание влаги в газе на входе $25 \cdot 10^{-3}$ кг/м³. Содержание влаги в газе на выходе $2,5 \cdot 10^{-3}$ кг/м³. Внутренний диаметр обечайки 1800 мм. Высота цилиндрической части 17000 мм. Рабочая температура в аппарате 30°C. Среда: природный газ.

Перечень разделов ВКР: Классификация природных газов; Требования к качеству товарных газов; Методы осушки; патентно-информационный обзор; Характеристика сырья и готовой продукции; Описание технологической схемы установки; Материальный баланс установки осушки природного газа, материальный баланс аппарата; Технологический расчет абсорбера; Исходные данные для конструктивного расчет аппарата; Расчет на прочность основных узлов и деталей аппарата; Специальная часть; Эксплуатация основного оборудования; Ремонт и монтаж основного оборудования.

Перечень графического материала: Чертеж абсорбера, технологической схемы. Презентационный материал в количестве 15 слайдов, связанный с перечнем разделов ВКР.

Руководитель ВКР

подпись

инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению

подпись

инициалы и фамилия

« _____ » _____ 2017 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа посвящена проекту установки осушки природного газа мощностью 40,5 млрд. м³ в год по сырью с конструктивной разработкой абсорбера. Она включает в себя четыре раздела: литературный, патентно-информационный обзор, технологическую и механическую части.

В литературном обзоре рассмотрены основные понятия процесса абсорбции, а также сущность технологии подготовки природного газа на установке к транспортировке.

В патентно-информационном обзоре были рассмотрены конструкционные модификации абсорбера и проанализированы результаты нововведений.

В технологической части осуществляется выбор и обоснование проектируемой схемы производства, приведена технологическая схема производства с описанием, материальный баланс установки на проектируемую мощность.

В механической части приведен механический расчет основного аппарата, его узлов, проверка на устойчивость, описание эксплуатации и ремонта основного аппарата.

В ходе выполнения ВКР был сконструирована установка осушки природного газа мощностью 40,5 млрд. м³ в год по сырью с конструктивной разработкой абсорбера

В процессе составления проекта использованы материалы научной литературы, а также информация, полученная в период прохождения преддипломной практики на действующей установке. В результате выполнения расчетов процессов абсорбции был подобран нужный диаметр, определена расчетная площадь живого сечения прямоточно-центробежных элементов и их количество, был проведен расчет основных диаметров штуцеров аппарата. Также была определена толщина стенки и днища абсорбера, проверка допустимых напряжений и расчет фланцевого соединения. Был выбран тип фланца и уплотнительной поверхности, произведен расчет болтов.

Выпускная квалификационная работа содержит ___ текстового документа, ___ использованных источников, 2 листа графических материалов.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Литературный обзор	9
1.1 Классификация природных газов	9
1.2 Требования к качеству товарных газов.....	10
1.3 Методы осушки	13
1.3.1 Абсорбционный метод.....	13
1.3.2 Осушка кислых газов	17
1.3.3 Прямоточные абсорбционные процессы осушки газа	18
1.3.4 Адсорбционный метод.....	20
1.3.5 Подготовка газа к транспорту с применением процесса низкотемпературной сепарации.....	21
2 Патентно – информационный обзор	24
3 Технологическая часть.....	32
3.1 Характеристика сырья и готовой продукции	32
3.2 Описание технологической схемы установки.....	32
3.3 Уравнения материального баланса.....	34
3.3.1 Материальный баланс установки	34
3.3.2 Описание технологической схемы установки.....	34
3.3.3 Материальный баланс установки осушки природного газа, материальный баланс аппарата	36
3.4 Технологический расчет абсорбера.....	40
3.4.1 Определение числа теоретических тарелок	40
3.4.2 Расчёт массообменной секции с прямоточно - центробежными элементами	41
3.4.3 Высота абсорбера	43
3.4.4 Расчет основных диаметров штуцеров	43
4 Механическая часть	46
4.1 Исходные данные для конструктивного расчета аппарата	46
4.2 Расчет на прочность основных узлов и деталей аппарата	46
4.2.1 Выбор материала.....	46
4.2.2 Расчет толщины стенки цилиндрической части аппарата	47
4.2.3 Определение допускаемого напряжения	48
4.2.4 Определение толщины стенки днищ.....	49

4.2.5 Проверка напряжений в нижней части стенки аппарата при проведении гидравлических испытаний	50
4.2.6 Конструкция опоры колонного аппарата	51
4.2.7 Определение веса аппарата	53
4.2.8 Ветровая нагрузка	54
4.2.9 Проверка прочности фундамента	58
4.2.10 Определение толщины фундаментального кольца.....	59
4.2.11 Расчет аппарата на устойчивость	60
4.2.12 Расчет сварного шва, соединяющего опорную часть с аппаратом	62
4.2.13 Проверка устойчивости формы в сжатой зоне стенки цилиндрической опорной части и корпуса аппарата	62
4.3 Специальная часть.....	65
4.4 Эксплуатация основного оборудования	68
4.4.1 Описание абсорбера.....	68
4.4.2 Безопасная эксплуатация установки осушки природного газа	68
4.4.3 Пуско-наладочные работы и запуск установки	69
4.4.4 Остановка установки.....	72
4.5 Ремонт и монтаж основного оборудования	73
4.5.1 Подъем способом поворота вокруг шарнира	77
4.5.2 Выверка и крепление аппарата к фундаменту	78
4.5.3 Ремонт корпуса абсорбера	79
4.5.4 Ремонт внутренних устройств	82
4.5.5 Испытание аппарата.....	82
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	84
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	85
Приложение А.....	87
Приложение Б	89

ВВЕДЕНИЕ

Пластовая смесь помимо природного газа содержит в своем составе механические примеси, пластовую воду, жидкие углеводороды. Пластовая вода включает в своем составе метанол и минеральные соли, способствующие забивке трубопроводов и аппаратов. Механические примеси, заключающиеся в газе (пыль, частички грунта), вызывают повреждение и преждевременный износ трубопроводов и деталей компрессоров. Вследствие этого газ перед подачей в магистральный газопровод необходимо отделять от механических примесей и жидкой фазы (капельной жидкости). Этот процесс осуществляется в газосепараторах. В этих сепараторах предусмотрен слив дренажа.

Диоксид углерода и сероводород содержащийся в пластовом газе являются кислыми коррозионно-агрессивными элементами, которые во влажной среде содействуют протеканию внутренней коррозии в трубах и оборудовании, также, они повергают к ухудшению топливных качеств газа, повышают температуру гидратообразования. По этим причинам газ перед подачей в магистральную трубу необходимо очищать от кислых примесей.

Присутствие влаги в газе снижает теплотворность, способствует образованию при низких температурах гидратных пробок, которые забивают рабочие пространства приборов, аппаратов и трубопроводов, тем самым нарушая их технологические гидравлические режимы. По мимо этого, гидраты осложняют транспорт газа по газопроводу, уменьшая его сечение, сокращая его пропускную способность.

Вышеперечисленные проблемы приводят к выводу, что природный газ перед транспортировкой по магистральному газопроводу необходимо подвергать осушки газа.

Осушка углеводородных газов является важным компонентом в механизме подготовки природных газов к транспортировке по магистральному трубопроводу, установок охлаждения природных и нефтезаводских газов, циркуляции газов риформинга, установок производства этана, этилена, пропилена и т. п. Острая необходимость в сверхглубокой осушке газа проявляется при переработке природных газов в металлургической промышленности.

Для нормальной работы газопровода газ следует осушать так, чтобы точка росы его была на 2–3° ниже минимальной температуры охлаждения газа при транспортировке по газопроводу. Степень глубины осушки определяется технологией процессов дальнейшей переработки газов и нормативами отраслевых стандартов.

В настоящей практике осушки углеводородных газов применяют адсорбционные и абсорбционные методы, причем из адсорбционных применяется посредством добавления силикагелей или цеолитов (природными либо синтетическими), а из абсорбционных чаще всего используют осушку гликолями, такими как (этиленгликоль, диэтиленгликоль и триэтиленгликоль). Также обширно используется процесс низкотемпературной сепарации для извлечения углеводородного конденсата и воды. Иногда используют комбинированную схему осушки.

Абсорбционная осушка располагает рядом преимуществ по сопоставлению к адсорбционной. Плюсами данного вида осушки являются меньшие капитальные и эксплуатационные расходы; достаточно небольшое изменение давления в системе; возможность осушки газов, содержащих вещества, отравляющие твердые сорбенты.

Методы борьбы с гидратами углеводородных газов очень разнообразны, и для каждого случая подбирается свой способ, наиболее эффективный, в зависимости от получения требуемой степени осушки.

В данной выпускной-квалификационной работе в соответствии с заданием разработана установка осушки природного газа из расчётов по Ямбургскому месторождению мощностью 40,5 млрд. м³ в год.

1 Литературный обзор

1.1 Классификация природных газов

Природные горючие газы выступают в роли вещества, содержащие в себе смеси углеводородов метанового ряда. Кроме углеводородов в состав газовой смеси могут входить азот, двуокись углерода, пары воды, сероводород и иногда редкие газы - гелий и аргон [2, с.25].

Месторождения по добычи природного газа разделяются на три группы.

1. Месторождения, содержащие в себе только газ. Все поры продуктивных пластов этих месторождений заполнены сухим газом, практически свободным от тяжёлых углеводородов. Пластовое давление достигает 100 кг/см^2 и более.

2. Месторождения газонефтяные. Месторождения, в пластах которых газ растворён в нефти или находится в газовой шапке.

3. Месторождения, содержащие в себе повышенное количество газоконденсата. Вследствие повышенного давления, достигающего иногда до $250\text{-}300 \text{ кг/см}^2$, в газах этих месторождений растворено некоторое количество высококипящих углеводородов.

Газы, добытые из газовых месторождений, в основном используют для топливно – энергетических нужд, а также, по мимо этого, используют в производстве сажи и химических удобрений.

Газы месторождений второй группы принято называть нефтяными, иногда попутными или нефтепромысловыми газами. В процессе добычи нефти в стволе скважины, сепараторах, трубопроводах происходит выделение из нефти растворённого в ней газа. Количество газа (в м^3), приходящееся на 1 т добытой нефти, отсепарированной на поверхности земли при снижении давления до атмосферного, и приведённое к стандартным условиям ($t=20^\circ\text{C}$), называется газовым фактором.

Газы, которые добываются в газоконденсатных месторождениях, состоят в основном из метана, но в тоже время допускается небольшое количество высококипящих углеводородов (от бензиновых до соляровых). Метан и высококипящие углеводороды в условиях пластового давления находятся в однофазном (газовом) состоянии. При понижении давления на выходе из скважины высококипящие углеводороды выделяются и осаждаются в виде жидкой фазы. На некоторых газоконденсатных месторождениях на 1м^3 извлечённого из пласта газа приходится до 500 см^3 жидких углеводородов [2, с.26].

Примерный состав газа некоторых газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений бывшего СССР представлен в таблице 1.1.

Углеводородные газы, содержащие в себе менее 50 г/м^3 тяжёлых углеводородов (от пропана и выше), называют тощими или сухими. Содержание C_3 +высшие от 50 до 150 г/м^3 газы относят к группе промежуточной категории, а при содержании большего количества тяжёлых углеводородов – к жирным. Соответственно, чем выше нахождения в газе тяжёлых углеводородов, тем целесообразнее при прочих равных условиях его переработка [2].

Таблица 1.1 - Состав некоторых природных, нефтяных и газоконденсатных месторождений газа бывшего СССР

Месторождения	СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	С ₄ Н ₁₀	С ₅ Н ₁₂	СО ₂	Н ₂ S	Н ₂
Газовое								
Уренгойское	96	0.09	0.01	0.00	0.01	0.49	-	3.40
Медвежье	99.20	0.08	0.01	0.07	0.02	0.06	-	0.57
Ямбургское	95.20	0.04	0.01	0.00	0.01	0.30	-	4.00
Ставропольское	98.80	0.30	0.20	0.10	-	0.20	-	0.40
Газлинское	92.70	3.20	0.90	0.47	0.13	0.10	-	2.50
Нефтяное								
Ромашкинское	39.00	20.00	18.0	6.20	4.70	0.10	-	11.5
Туймазинское	41.004	21.00	17.40	6.80	4.60	0.101.	2.002.	7.10
Ишимбаевское	2.40	12.00	20.50	7.20	3.10	00	80	11.0
Шкаповское	47.00	14.10	27.20	9.50	5.20	-	-	-
Жирновское	82.00	6.00	3.00	3.50	1.00	5.00	-	1.50
Мухановское	30.10	20.20	23.26	10.60	4.80	1.50	2.40	6.80
Небит-Дагское	85.70	4.00	3.50	2.00	1.4	2.09	0.01	1.30
Газоконденсатное								
Астраханское	54.15	5.54	1.68	0.93	1.57	21.5	12.60	1.98
Оренбургское	81.70	4.50	1.80	1.00	3.55	2.35	4.00	1.10
Карачаганакское	75.31	5.45	2.62	1.37	5.98	4.79	3.69	0.79
Вуктыльское	75.00	9.00	3.90	1.80	5.20	0.10	-	5.00
Шатлыкское	95.70	1.70	0.23	0.04	0.02	1.24	-	1.40

Конденсат, выделившийся в результате сепарации, поступает на газо- или нефтеперерабатывающий завод, где его подвергают разделению на фракции, такие как, сжиженный газ, бензин и дизельное топливо.

1.2 Требования к качеству товарных газов

Товарный газ является главной продукцией на производственных и заводских установках по переработке газа. В свою очередь, он используется в основном в качестве топлива. Из-за того, что природный газ проходит транспортировку на большие расстояния от мест его добычи до конечного потребителя по газо-трубопроводам, которые ввиду своей большой протяженности, находятся в различных климатических зонах, важной задачей становится вопрос качественной обработки газа и его осушки до необходимой точки росы, исключаяющей конденсацию воды из газа. В присутствии таких компонентов, как влага, жидкие углеводы, агрессивные и механические примеси, свойства газа меняются. Понижается пропускная способность газопроводов, что увеличивает расход ингибиторов, протекает усиление коррозии, увеличивается потребная мощность компрессорных агрегатов, также, это способствует забиванию линий контрольно-измерительных и регулирующих приборов. В свою

очередь, все это приводит к снижению надежности работы технологических систем, увеличивается вероятность аварийных ситуаций на компрессорных станциях и газо-трубопроводах. [2, с.28]

Различная пыль и механические примеси будут способствовать стиранию металла и, осаживаясь на поверхностях теплообменных аппаратов, ухудшать их тепловые характеристики. Если при транспортировке газа падает давление, то в свою очередь будет повышаться равновесная влагоемкость, тем самым газ делается наименее насыщенным. При неизменной температуре не совершится выделения капельной влаги из такого газа. Если при транспортировании газа его температура будет уменьшаться, то при постоянном давлении и уменьшается равновесная влагоемкость такого газа: газ станет перенасыщенным. В этом случае часть капельной влаги конденсируется и выпадает в трубе.

Для создания безаварийных условий транспортировки природного газа по магистральным трубо-газопроводам, с учетом климатических условий, в которых располагаются трубопроводы, был создан и введен отраслевой эталон: газ при транспортировании не должен вызывать коррозию трубопроводов, арматуры, датчиков и т.д.; качество газа надлежит обеспечить его транспортирование в однофазном состоянии, т.е. в трубо-газопроводе не должны формироваться углеводородная жидкость, водяной конденсат и газовые гидраты; товарный газ не должен вызывать сложностей у потребителя при его использовании [2].

В таблице 1.2 представлены требования к качеству природных горючих газов, подаваемых в магистральные газопроводы (ГОСТ 51.40-83).

Таблица 1.2 - Требования к качеству природных горючих газов

Показатель	Климатический район			
	Умеренный		Холодный	
	I	II	I	II
Точка росы газа, °С, не выше:	0	-5	-10	-20
по влаге	0	0	-5	-10
по углеводородам				
Содержание, г/м ³ , не более:	0.003	0.003	0.003	0.003
механических примесей	0.02	0.02	0.02	0.02
сероводорода	0.036	0.036	0.036	0.036
тиоловой серы	1	1	1	1
Объемная доля кислорода, %, не более				

Кристаллогидратами называется кристаллические соединения, которые образуются ассоциированными молекулами углеводородов и воды.

Впервые гидрат хлора (хлоргидрат) был открыт Дэви в 1810 г. и детально изучен Фарадеем в 1823 г.

Гидраты – это кристаллические соединения включения (клараты), которые могут находиться в неизменном состоянии при это, не являясь химическими соединениями. Они являются твердыми растворами, в которых растворителем будет выступать молекула воды, образующая с помощью водородных связей объемный каркас гидратов. В узлах этого каркаса содержатся молекулы газов способных в свою очередь образовывать гидраты таких веществ как метан,

пропан, изобутан, азот, сероводород, аргон, диоксид углерода. Те молекулы, что больше молекул изобутана, не могут проникать внутрь каркаса, а поэтому не способны образовывать гидратов. Бутан, содержащийся в нормальном состоянии не образует гидратов, но его молекулы могут проникать через решетку гидратного каркаса вместе с молекулами газов меньших размеров, что приводит к большому изменению равновесия давления над гидратом. [2, с.30]

При образовании гидратов также будут зависеть условия от содержания минеральных солей в воде – с увеличением их содержания температура начала гидратообразования понижается. Этот не мало важный параметр зависит от состава газа. Стоит отметить тот факт, что температура начала формирования гидратообразования метана при наличии в системе пропана, CO₂ и (или) H₂S будет ниже чем при их отсутствии.

Форма гидратов разнообразна – в основном она определяется составом газа и термодинамическими условиями, при которых находится данная система. По внешнему виду гидраты походят на мокрый спрессованный снег или лед. В таблице 1.3 приводится состав гидрата природного газа.

Таблица 1.3 - состав гидрата природного газа

Компонент	Состав исходного газа, %	Состав гидрата, %	Коэффициент распределения
CH ₄	82.5	56.95	0.7
C ₂ H ₆	5.99	5.66	1.0
C ₃ H ₈	3.46	24.97	8.0
i-C ₄ H ₁₀	0.30	4.69	16.0
n- C ₄ H ₁₀	0.49	0.83	1.7
C ₅ H ₁₂	0.07	0.00	0.0
CO ₂	0.20	0.44	2.2
N ₂	7.19	0.46	0.06

Режим движения газа оказывает большое влияние на условия образования гидратов, которые чаще всего возникают в местах внезапного расширения, сужения или резкого поворота газового потока.

Гидраты, образующиеся в трубопроводах или аппаратах, разрушаются путем снижения давления в системе, разогрева участка трубопровода или аппарата, где произошло образование гидрата, ввод метанола, гликолей или других веществ, способствующих разрушению гидратов.

В практике эксплуатации промысловых и магистральных газопроводов для борьбы с гидратами широко применяется метанол. Его преимущество заключается в растворении в выделившейся воды, уменьшая парциальное давление водных паров раствора и содействуя дополнительному переходу водяных паров из газа в раствор, то есть происходит осушка газа. [3].

1.3 Методы осушки

Осушка газа происходит с целью извлечения из него паров воды и обеспечения температуры точки росы газа по воде более низкой, чем является минимальная температура, которая может быть в системах транспортирования или переработки газа. В современном производстве широкое распространение получили следующие методы осушки газа [2]:

- абсорбция влаги гигроскопическими жидкостями;
- адсорбция влаги активированными твердыми осушителями;
- конденсация влаги за счет сжатия и (или) охлаждения газа.

1.3.1 Абсорбционный метод

Абсорбционный метод осушки газа обширно используют на головных сооружениях магистральных газо-трубопроводах и заводах по переработки газовой составляющей. Абсорбцией является эффективное поглощение газов или паров жидкими поглотителями, которыми являются абсорбентами. В данном процессе протекает переход вещества, либо же, группы веществ из газового или парового состояния в жидкую. Абсорбцией является обратимый и избирательный процесс. Переход вещества из жидкой фазы в паровую или газовую составляющую называется – десорбцией. На практике, оба процесса получили объединение в один производственный процесс.

В механизме десорбции, который следует после абсорбции, целевая составляющая выделяется из жидкого поглотителя. Условия проведения абсорбции и десорбции являются прямо противоположными между собой. В процессе абсорбции протекает растворение газа в жидкости; в свою очередь это будет способствовать уменьшению температуры и увеличению давления.

Поглощающий целевые составляющие абсорбент, в процессе протекания абсорбции, является насыщенным или отработанным. Абсорбент, очищенный в процессе десорбции от целевых составляющих является регенерированным и после дополнительного охлаждения насосом возвращается в систему абсорбции. Таким образом, получается замкнутая система абсорбционно-десорбционная система. [1].

При извлечении из природного газа влаги применяются различные осушители, которые необходимы иметь [2]:

- значительную поглотительную способность в широком интервале концентраций, давления и температур;
- малые давления насыщенных паров, с тем чтобы утраты, связанные с их испарением, были не критичными;
- температуру кипения, разную от температуры кипения воды настолько, что отделение поглощенной воды от осушителя могло бы осуществляться простыми методами;

- плотность, различающуюся от плотности углеводородного конденсата для обеспечения отчетливого разделения легкими способами;
- небольшую вязкость в условиях использования, обеспечивающую хороший контакт с газом в абсорбере, теплообменниках и другом массообменном оборудовании;
- большую селективность в отношении компонентов газа, т.е. малую взаиморастворимость с ними;
- нейтральные свойства, т.е. не вступать в химические реакции с ингибиторами, применяемыми в процессе добычи газа;
- небольшую коррозионную активность;
- малую вспениваемость в условиях контакта с газовой смесью;
- большую устойчивость против окисления и термического разложения.

На сегодняшний момент в качестве абсорбентов – осушителей принято использовать водные растворы моно, ди- и триэтиленгликолей..

Достоинствами ДЭГ будут являться такие составляющие, как хорошая стабильность в присутствии сернистых соединений кислорода и CO_2 при нормальной температуре. Также, концентрированные растворы не затвердевают.

Недостатками ДЭГ будут являться: значительные потери от уноса, чем при применении ТЭГ. Также, при регенерации ДЭГ тяжело получать растворы с концентрацией ДЭГ выше 95%. Депрессия точки росы меньше, чем при осушке газа ТЭГ. Высокая стоимость.

Достоинствами ТЭГ являются: высокая гигроскопичность, в следствие чего обеспечивается значительная депрессия точки росы осушаемого газа (27,8-47,3°C), также, достоинством является хорошая стабильность в наличии сернистых соединений, кислорода и CO_2 при нормальных температурах. В процессе регенерации ТЭГ без каких-либо затруднений получают растворы с концентрацией активного вещества 99%. Концентрированные растворы не затвердевают, а также, летучесть ТЭГ меньше, чем у ДЭГ.

Недостатки ТЭГ: необходимы большие капитальные затраты. Растворы ТЭГ обладают повышенной склонностью к пенообразованию в присутствии легких углеводородных жидкостей. Растворимость углеводородных жидкостей в ТЭГ выше, чем в ДЭГ.

Недостатками ТЭГ являются значительные капитальные затраты. Растворы ТЭГ склонны к пенообразованию в наличии в них легких углеводородных жидкостей. Также, растворимость углеводородных жидкостей у ТЭГ выше, чем в ДЭГ.

Раствор содержащий в себе 10-30% МЭА, 60-85% ДЭГ, 5-10% воды.

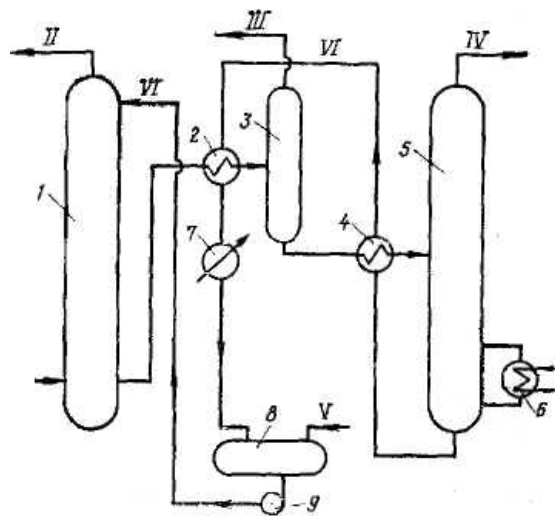
Из явных достоинств абсорбента выделяется то, что он способен извлекать из газа воду, CO_2 и H_2S , то есть, он способен одновременно осушать и очищать газ, что является важной составляющей. Также, у данного раствора низкая склонность к пенообразованию.

Недостатком будет являться то, что потери от уноса выше, чем в случае применения ТЭГ. Используется только для осушки и очистки кислых газов. Абсорбент при температурах своей регенерации начинает вызывать коррозию металла, также, обеспечивает низкую депрессию точки росы газа.

В основном в России на данный момент получил распространение абсорбционный метод с применением диэтиленгликоля (ДЭГа), тогда как за рубежом в нефтегазовой отрасли чаще всего используются – триэтиленгликоль (ТЭГ). Выбор в пользу ДЭГа был аргументирован наличием собственной промышленной базы на химических производствах, а также низкой температурой контакта в абсорберах, что не вполне подтвердилось впоследствии (при снижении температуры контакта газ – гликоль в абсорбере преимущества ТЭГа целиком утрачиваются).

Осушить газ в до равновесной точки росы практически невозможно, в виду чего он контактирует с гликолем расчетной концентрации только на верхней тарелке, при том что на остальных тарелках газ будет контактировать с более разбавленным раствором гликоля (разбавление вещества будет происходить в результате насыщения абсорбента водой). Поэтому, на промышленных установках фактическая точка росы осушенного газа на 5-11 °С выше равновесной. В свой черед осушка газа гликолями вырабатывается обычно до точки росы не ниже -25-30°С; для более глубокой осушки нужны растворы с высоким содержанием гликоля, что вызывает определенные технологические трудности (применение подобных осушителей подвергает к повышению утрат гликолей с осушенным газом) [1, с.58].

Для нужного получения на установках осушки высококонцентрированных гликолей регенерацию осушителей нужно проводить в наличии инертного газа и др.



1 – абсорбер; 2,4 - теплообменники; 3 - выветриватель; 5 - десорбер; 6 - ребойлер; 7 - холодильник; 8 - емкость для диэтиленгликоля; 9 - насос.

I - осушаемый газ; II - осушенный газ; III - газ выветривания; IV - водяной пар в атмосферу; V - свежий диэтиленгликоль; VI - регенерированный гликоль.

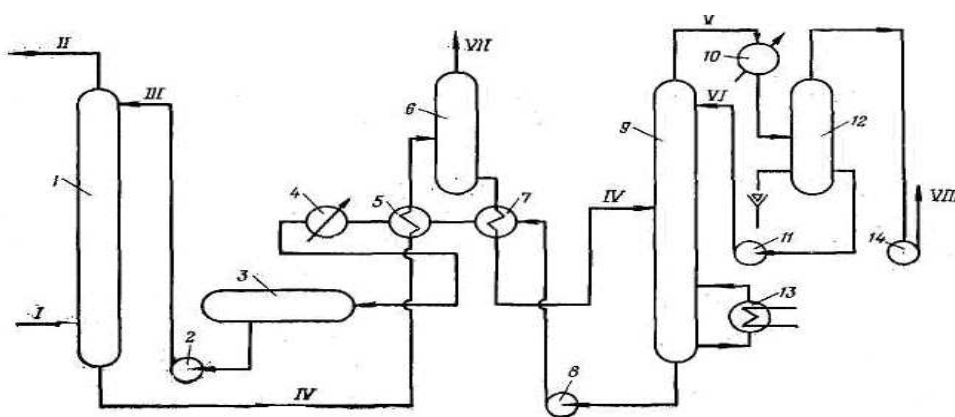
Рисунок 1.1 – Принципиальная схема установки осушки природного газа гликолями

На рисунке 1.1 изображена принципиальная технологическая схема осушки газа абсорбционным методом. Абсорбционная способность гликолей уменьшается при накоплении в системе углеводородного конденсата. Иной раз при попадании конденсата в абсорбер протекает вспенивание раствора, что в свою

очередь приводит к механической потере гликоля (для снижения потерь над верхней тарелкой абсорбера устанавливают специальные отбойные устройства) [2].

Раствор с содержанием более 97-98% масс. при восстановлении гликолей под атмосферным давлением практически неосуществимо, так как температура низа десорбера обязана находиться выше указанных температур, что недопустимо по условиям химического их равновесия. Поэтому гликоли чаще всего восстанавливают под вакуумом, который образовывается в десорбере при конденсации паров воды в конденсаторе-холодильнике и поддерживается за счет исключения из системы несконденсировавшихся газов эжектором или вакуумным насосом [2, с.88].

На рисунке 1.2 показана принципиальная технологическая схема процесса абсорбционной осушки газа с вакуумной регенерацией гликоля.



1 - абсорбер; 2, 8, 11 - насосы; 3 - емкость гликоля; 4 - холодильник гликоля; 5,7 - теплообменники; 6 - выветриватель; 9 - десорбер; 10 - конденсатор-холодильник; 12 - емкость конденсата; 13 - ребойлер; 14 - вакуумный насос;

I - влажный газ; II - осушенный газ; III - регенерированный гликоль; IV - насыщенный гликоль; V - пары воды и газ; VI - орошение; VII - газ выветривания; VIII - газ в атмосферу.

Рисунок 1.2 – Принципиальная технологическая схема абсорбционной осушки газа с вакуумной регенерацией гликоля

Наравне с используемым вакуумным восстановлением, широко применяется способ восстановления гликолей, по средству отдувочного газа (стриппинг-газа) для получения гликоля нужной концентрации (более 99% макс), который позволяет получать ДЭГ и ТЭГ содержанием 99,5-99,9%. Как правило, в качестве отдувочного газа используется отбензиненный газ, подающийся в ребойлер или непосредственно в нижнюю кубовую часть десорбера. Отдувочный газ уменьшает парциальное давление водяного пара над раствором, в свою очередь содействуя переходу воды их жидкой фазы в паровую. [2]

1.3.2 Осушка кислых газов

Применение таких систем, как системы добычи, системы сбора и обработки сернистых газов, будут иметь характерные особенности, объединенные с присутствием в газе сероводорода, двуокиси углерода, меркаптанов и т.д., влияющие на температуру гидратообразования и влагосодержания газа, также, на скорость протекания коррозии оборудования, труб и выбора материала для их изготовления.

Почти все показатели природных газов располагают свойствами аддитивности. Следственно, от содержания в газе произвольного компонента зависят его термодинамические параметры.

Из кислых составляющих газа на его термодинамические параметры заметное влияние оказывают сероводород и диоксид углерода, так как концентрация остальных компонентов, таких как сероуглерод, меркаптаны и т.д., невелика.

Предоставленные составляющие не влияют такие параметры, как температура гидратообразования, влагосодержание, коэффициент сжимаемости, коррозионную активность газа за счет их малой концентрации в газе. В свою очередь, они оказывают существенное влияние на качество ингибиторов гидратообразования, абсорбентов и на процесс их восстановления.

При увеличении массового содержания сероводорода и диоксида углерода происходит повышение температуры гидратообразования газа и уменьшения его коэффициента сжимаемости.

С увеличением сероводорода и диоксида углерода происходит повышение температуры гидратообразования газа и уменьшение коэффициента сжимаемости.

В присутствии углеводородов токсичность сероводорода и меркаптанов в большем значении усиливается. Максимально допустимые скопления этих газов в атмосфере будут составлять 0,008 мг/л. В процессе проектирования и обустройства сероводородсодержащих месторождений проводятся особые мероприятия, которые обязаны исключать аварийные выбросы газа в атмосферу. С увеличением содержания H_2S и CO_2 в газе существенно происходит увеличение его равновесной влагоемкости.

Присутствие сероводорода в газах усиливает их растворимость в воде и реагентах, употребляемых в процессах промышленной обработки газа, так как растворимость H_2S в этих реагентах будет выше, чем углеводородов [3].

В процессе борьбы с коррозией, при добыче сернистых газов, идет основной акцент на вопросах снижении скорости коррозии в системах. Существенные компоненты, вызывающие коррозию труб и оборудования - сероводород и диоксид углерода.

Содержание меркаптанов в газе гораздо меньше, чем сероводорода и углекислоты, и, хотя в кое-каком уровне они могут быть подвержены гидролизу с формированием сероводорода (при условиях щелочной среды), фактически в коррозионных процессах участия не принимают.

В процессе коррозии важную роль играют органические кислоты жирного характера, содержащиеся в тяжелых фракциях конденсатов и нефтей.

Видами коррозии оборудования являются: химическая, вызываемая агрессивными компонентами в газообразном состоянии; коррозионное растрескивание сталей вследствие насыщения водородом структуры металла.

Механизм коррозии имеет неоднородный характер, т.е. химический и электрохимический. Причиной химической коррозии является химическая реакция между железом и кислотами. Электрохимическая коррозия завязывается при прохождении тока между отдельными участками поверхности металла.

Продукция коррозионного процесса - атомы и молекулы водорода и двухвалентные ионы железа, которые вступают в реакцию с ионами гидросульфида и сульфида.

При наблюдении за контролем качества гликоля требуется систематически устанавливать рН среды. Порой для борьбы с окислением гликолей в раствор добавляют специальные реагенты.

В процессе проектирования установок осушки высокосернистых соединений также предусматривается вероятность установления емкости для отъединения продуктов коррозии [3, с.92].

Выбор материала играет большую роль для увеличения долговечности эксплуатации установки осушки высокосернистых газов, непосредственно которые контактируют с высокосернистым газом. Чувствительность к водородной коррозии будет расти, с повышением прочности сталей.

Потоки газа, обладающие скоростью свыше 20 м/с, могут вызвать эрозию материала коммуникаций. Так как эрозия в несколько раз убыстряет коррозию, нужно, чтобы скорость не превышала указанных границ.

Необходимая глубина осушки кислых газов зависит от их последующей переработки. При добыче слабокислых газов их необходимо осушить до точки росы в соответствии с нормами отраслевого стандарта ОСТ 51.40-93, так как из этих газов не требуется извлечения сернистых соединений перед подачей потребителям.

В процессе эксплуатации установки осушки газа должны отключаться каждые 12-18 мес., для ремонта, очистки и контроля в первую очередь тех узлов, которые контактируют с сероводородсодержащим газом.

Малосернистые, сернистые и высокосернистые газы при перевозке от производств до газоперерабатывающих заводов при наличии воды вызывают энергичную коррозию труб. Вследствие этого перед подачей в продуктопроводы такие газы подвергаются осушке. Глубокая осушка газов на производстве нецелесообразна, так как на установках очистки газа от кислых компонентов происходит их повторное увлажнение [3].

1.3.3 Прямоточные абсорбционные процессы осушки газа

Процесс осушки в абсорбере данного типа зависит от скорости движения газа в зоне распыления, также, от сравнительной скорости движения частичек абсорбента, создаваемой распылительным устройством, поверхности контакта абсорбента с газом, температуры контакта, степени загрязнения газа, качественных характеристик абсорбента и т.д.

Преимущество способа осушки газа при распылении гликоля обеспечивается за счет создания большой поверхности обмена. Распыление осуществляется особыми соплами с созданием существенного числа капель гликоля с большой общей поверхностью, т.е. меньшими размерами. Наряду с этим, обязана поддерживаться значительная скорость движения капель и их хорошая распределяемость в газовом потоке. Крайним местом увеличения поверхности обмена веществ почти что является такое разделение гликоля, при котором его мельчайшие частицы преобразуются в туман.

В самом корпусе распыления происходит по мимо быстрому обмену веществ выравнивание температур газа и гликоля. В связи с чем, гликоль для осушки может передаваться при температурах, отличающихся от температуры газа.

Способом достижения наибольшей сравнительной скорости контактирующих потоков распыляемый гликоль подается навстречу потоку газа. Распылению гликоля препятствует движущийся навстречу поток газа. Мелкие капли жидкости вновь объединяются в более крупные, и в зависимости от скорости газового потока, проходящего через этот распылительный участок, через определенное время достигают стенки аппарата, осаждаются и исключаются из дальнейшего массообмена.

Наиболее усиленно процесс осушки проходит в точке подачи гликоля в абсорбер, менее усиленно - в точке его отвода. Равновесие между влагой осушаемого газа и ДЭГом определяется на выходе последнего из колонны.

В следствии чего с этим при прямоточной осушке газа выходит понижение температуры точки росы, чем при противоточной осушке при одностипных условиях протекания, она будет являться всегда ниже. В свой черед — это будет являться одним из наиболее значимых недостатков процессов прямоточной осушки газа.

Для приобретения высокой депрессии по точке росы применяется многоступенчатый ввод регенерированного раствора осушителя в абсорбер. Для получения наиболее низкой точки росы существенно важно сохранить концентрацию осушителя наибольшей. Максимальное разбавление осушителя допустимо на начальной ступени ввода, а наименьшее - на последней. В процессе этого, результат больших скоростей в аппаратах таких типов происходит увеличенное вспенивание растворов гликолей, которое содействует их потерям. Для обесценивания насыщенного гликоля иногда устанавливают специальную для этого емкость.

Степень пенообразования зависит от температуры процесса, скорости газа в абсорбере, содержания тяжелых углеводородов в газе и т.д. В свою очередь, пена гасится с помощью специальных химических реагентов.

В качестве распыливающих элементов могут быть использованы трубка Вентури и форсунки, а в ряде случаев - и то и другое вместе.

Абсорбционная часть установки состоит из тонкого отделителя жидкости, где на двух ступенях с помощью отбойной плиты и сепаратора выделяются из природного газа капельная роса и жидкие углеводороды. Отъединившаяся жидкость стекает в размещенные внизу сборники.

Распылительные ступени абсорбера установлены последовательно. Абсорбер имеет несколько промежуточных отделителей отработанного осушителя. За распылительными ступенями установлен "тонкий" отделитель, обеспечивающий улавливание капель гликоля, уносимых с газом. Далее, обработанный гликоль собирается в сборниках и оттуда устремляется на восстановление [2].

1.3.4 Адсорбционный метод

В последнее время наряду с жидкостной осушкой широко распространена осушка адсорбентами. Установка сухой осушки применяется на промыслах для осушки газов, попадающих из отдельных скважин, и на главных сооружениях магистральных трубо-газопроводов. Газобензиновые и нефтехимические заводы, применяющие охлаждение для газоразделения, включают установки сухой осушки, так как наличие влаги в газах приводит к образованию гидратных и ледяных пробок, забивающих аппаратуру и трубопроводы.

Сухая осушка осуществляется твердыми сорбентами – веществами, способными обратимо адсорбировать влагу и углеводороды из газа. Величина адсорбции газа и пара зависит от свойств поглощающего вещества - адсорбента и поглощаемого вещества – адсорбтива от удельной поверхности адсорбента, объема и структуры пор его парциального давления поглощаемого пара и температуры.

Поглощение адсорбтива заканчивается спустя обусловленный интервал времени после соприкосновения газа или пара с поверхностью адсорбента; в системе наступает адсорбционное равновесие. Количество вещества, сорбируемое адсорбентом в равновесных условиях, обычно называют равновесной статической активностью. При движении газового потока через слой адсорбента последний поглощает меньше адсорбтива, чем может поглотить в статических условиях. Это величина называется динамической активностью [1].

К преимуществам адсорбционных установок осушки относятся:

- возможность приобретения низкой точки росы (-30°C и ниже);
- являются незначительное влияние на процесс изменения температуры, давления, расхода газа;
- простота изготовления и эксплуатации;
- возможность осушки небольших количеств газа при низкой себестоимости.

Недостатки процесса:

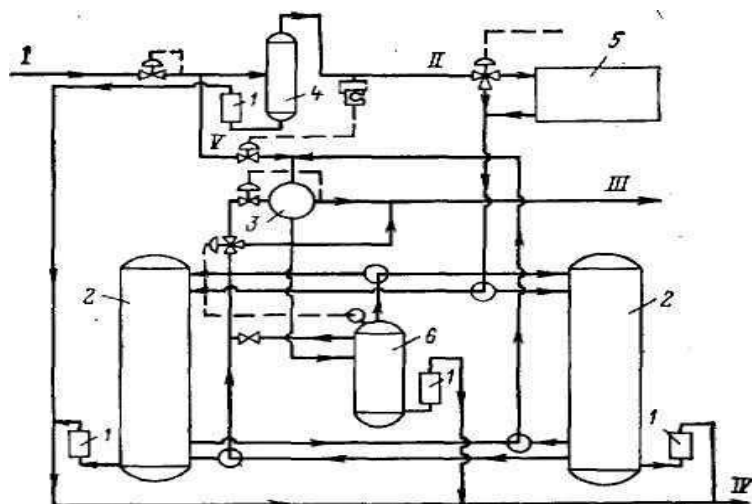
- высокие капитальные затраты;
- большие перепады давления осушаемого газа;
- истирание адсорбента;
- относительно высокие затраты тепла;
- переменная по времени точка росы газа.

Схема установки осушки адсорбентами приведена на рисунке 1.3.

На данном рисунке один адсорбер находится в стадии осушки, а в другом в это время происходит восстановление адсорбента. Газ для восстановления

отбирается из газопровода подачи сырого газа на установку, проходит скруббер, где схватываются жидкие и твердые примеси, редуцирующий вентиль и далее следует по системе восстановления.

Во многих установках для проверок расхода газа в процессе восстановления устанавливают расходомеры. Для переключения адсорберов с одного цикла на другой применяются таймеры, которые, в свою очередь осуществляют контроль процесса времени. В двухадсорберной схеме адсорберы переключаются последовательно с осушки на восстановление и т.д.



1.3. Схема установки осушки газа адсорбентами

1 - влагосорбник; 2 - адсорбер; 3 - теплообменник; 4 – входной сепаратор; 5 - печь для подогрева газа регенерации; 6 - сепаратор газа регенерации;
I - газ сырой; II - газ регенерации; III - газ осушенный; IV – вода;

Рисунок 1.3 – Схема осушки адсорбентами

Состоя из трех или более адсорберов, установка, будет иметь различную последовательность их переключения. Газ регенерации следует через адсорберы снизу-вверх, а осушаемый газ – в обратном направлении. Благодаря этому примеси, адсорбированные при осушке газа лобовым слоем адсорбента, десорбируются и выносятся из адсорбера в циклах регенерации, не загрязняя весь слой осушителя. Температура газа регенерации на выходе из подогревателя поддерживается на 10-35°С выше температуры газа на входе в адсорберы [2].

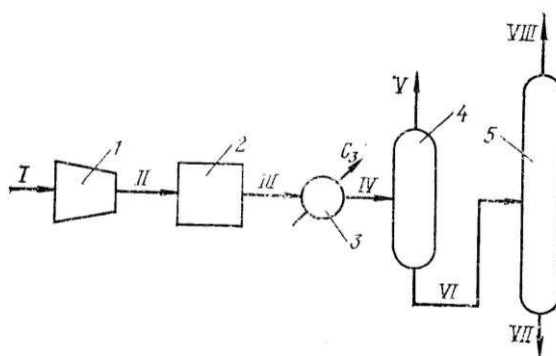
1.3.5 Подготовка газа к транспорту с применением процесса низкотемпературной сепарации

Наиболее широко в газовой промышленности распространен процесс низкотемпературной конденсации (НТК) при обработке конденсат содержащих газов. Производственные установки, предназначенные для извлечения из газа тяжелых углеводородов процессом НТК, называют установками низкотемпературной сепарации (НТС). Процессы НТК и НТС используются также в схемах установок низкотемпературной абсорбции (НТА) как их предварительная стадия.

Сам процесс конденсации газа можно охарактеризовать как процесс изобарного охлаждения (если пренебречь некоторой потерей давления при прохождении газа по трубопроводам и аппаратам технологической схемы) до температур, при которых при предоставленном давлении возникает жидкая фаза. Нефтяные и природные газы являются многокомпонентными смесями, поэтому фазовые переходы и критические области в них существенно отличаются от таковых для чистых веществ.

Для каждого вещества имеется критическая точка, которой будут соответствовать критическая температура и критическое давление. Причем, при температуре выше критической вещество находится только в однофазном состоянии и никакими соединениями значений прочих параметров перевести его в двухфазное состояние нельзя. Это означает то, что процессы не полного или полного сжижения однокомпонентного газа путем его компримирования можно реализовывать только после предварительного охлаждения газа до температуры ниже критической.

Ниже, на рисунке 1.4, представлена схема переработки газа методом НТК.



1 – компрессор сырого газа; 2 – узел осушки газа от воды; 3 – источник холода; 4 – сепаратор; 5 – деэтанизатор (деметанизатор);

I – сырой газ низкого давления; II – сырой газ высокого давления; III – сырой газ, осушенный по воде; IV - охлажденная двухфазная смесь газа и конденсата; V – сухой газ;

VI – конденсат; VII – широкая фракция легких углеводородов;

VIII – остаточный газ с верха деэтанизатора.

Рисунок 1.4 – Принципиальная схема переработки газа методом НТК

В следствии того, что персональные составляющие нефтяных и природных газов (метан, этан и др.) имеют разные от себя температуры конденсации, то при понижении температуры происходит следующее. При охлаждении газа наступает момент, когда одна из составляющих (при его парциальном давлении) приступает к конденсации. Разумеется, что первым сконденсируется компонент, температура конденсации которого при его парциальном давлении в данной исходной смеси наибольшая. Если предположить равномерное разделение компонентов в исходной смеси, то сначала выпадет осадок в виде конденсата с преимущественно наибольшим значением нормальной температуры конденсации.

Углеводородные газы владеют важной особенностью: они имеют свойство растворяться в углеводородных жидкостях. В следствии чего, в жидкую фазу

сообщаются не только те компоненты, которые должны конденсироваться при предоставленных значениях температуры и парциального давления, но и другие, даже те, критическая температура которых существенно меньше температуры смеси в настоящий момент. Например, смесь, состоящая из 10% мол. метана и 90% мол. пропана в проточной системе может быть полностью сконденсирована при понижении температуры до 10°C при P=2,0 МПа. Таким образом, метан, критическая температура которого -82°C, в присутствии пропана при 10 °C (температуре значительно выше критической) преобразуется в жидкость [2, с.100].

Растворение газа в жидкости, так же, как и конденсация газа, сопровождается выделением тепла. Численное значение теплоты растворения не на много различается от полученных данных теплоты конденсации. По мере понижения температуры возрастает число создавшейся жидкости и меняется ее состав: жидкость обогащается легколетучими составляющими. Одновременно обогащается легколетучими составляющими и паровая фаза (по мере конденсации тяжелых составляющих), при последующем охлаждении смеси этот процесс будет продолжаться до полной конденсации паровой фазы.

В процессе низкотемпературной конденсации (НТК) газа охлаждение продолжают лишь до заданной точки конденсации паровой фазы (исходного газа), которая определяется по средству необходимой глубины извлечения целевых компонентов из газа и достигается при помощи, вполне определенной (в зависимости от состава исходного газа и давления в системе) итоговой температуры процесса охлаждения. Эта температура достигается путем подвода расчетного количества холода нужного температурного уровня.

Конкретно одной и той же степени конденсации начально исходного газа можно добиться путем различных комбинаций, с помощью изменения параметров температуры и давления. С увеличением давления в системе, то есть с увеличением парциального давления каждой составляющей, число конденсации с увеличением давления снижается. При последующем возрастании давления интенсивность конденсации снижается. То же самое, мы можем сказать и о влиянии температуры: (степень конденсации компонентов возрастает с уменьшением температуры наиболее интенсивно до конкретного значения (в зависимости от состава исходного газа), ниже которого скорость конденсации замедлится. Степень конденсации углеводородов будет возрастать в случае увеличения давления процесса конденсации при неизменной температуре, а также при уменьшении температуры процесса в случае неизменного давления. Но, процесс конденсации конкретно в этих двух случаях будет протекать по-разному. При увеличении давления и не изменной температуре число конденсации будет возрастать с уменьшением четкости разделения углеводородов: в жидкую фазу вместе с тяжелыми компонентами переходит большее число легких. [2].

2 Патентно – информационный обзор

В патенте РФ 2516636 рассматривается изобретение, которое относится к устройству для осушки газа, в частности сжатого. Более конкретно, изобретение относится к устройству, включающему в себя аппарат осушки, который содержит корпус с установленным в нем с возможностью вращения ротором с находящимся внутри него сушильным агентом.

Известны устройства для осушки газа, содержащие аппарат, имеющий две зоны: зону для осушки, через которую проходит значительная часть основного потока подлежащего осушке газа, например, после его предварительного охлаждения; и зону регенерации насыщенного влагой сушильного агента путем подачи через него потока горячего регенерационного газа.

Недостатком такого решения заключается в том, что не при всех рабочих параметрах устройства, например, при частичной нагрузке, будет обеспечиваться достаточно низкое давление для направления части основного потока через указанную зону, расположенную между зоной осушки и зоной регенерации, для охлаждения нагретого регенерированного сушильного агента.

Другой недостаток состоит в том, что поток газа, который протекает через зону, находящуюся между зоной осушки и зоной регенерации, невозможно регулировать. Вместе с тем, обширные исследования показали, что входные параметры, в частности, температура и влагосодержание этого потока газа оказывают значительное влияние на эффективность функционирования устройства.

Указанная задача решена в устройстве для осушки газа, содержащем аппарат осушки, включающий в себя корпус с установленным в нем с возможностью вращения ротором, внутри которого находится сушильный агент, а также привод вращения указанного ротора для обеспечения возможности последовательного перемещения сушильного агента через зону осушки, зону регенерации и зону охлаждения; при этом корпус у первого в осевом направлении торца ротора разделен на по меньшей мере три секции для направления по меньшей мере трех потоков газа: основного потока, охлаждающего потока и регенерационного потока, причем первая секция образует основной выход для основного потока, вторая секция образует вход для охлаждающего потока, а третья секция - вход для регенерационного потока; а у второго в осевом направлении торца ротора корпус содержит две секции: первую секцию, которая образует вход для основного потока, и вторую секцию, которая образует общий выход для охлаждающего и регенерационного потоков. Согласно изобретению вторая секция, расположенная у первого торца ротора, содержит дополнительный выход для основного потока и состоит из двух частей, а именно первой части, образующей указанный вход для охлаждающего потока, и второй части, образующей дополнительный выход для основного потока, при этом указанные две части соединены между собой посредством имеющихся для этого средств соединения.

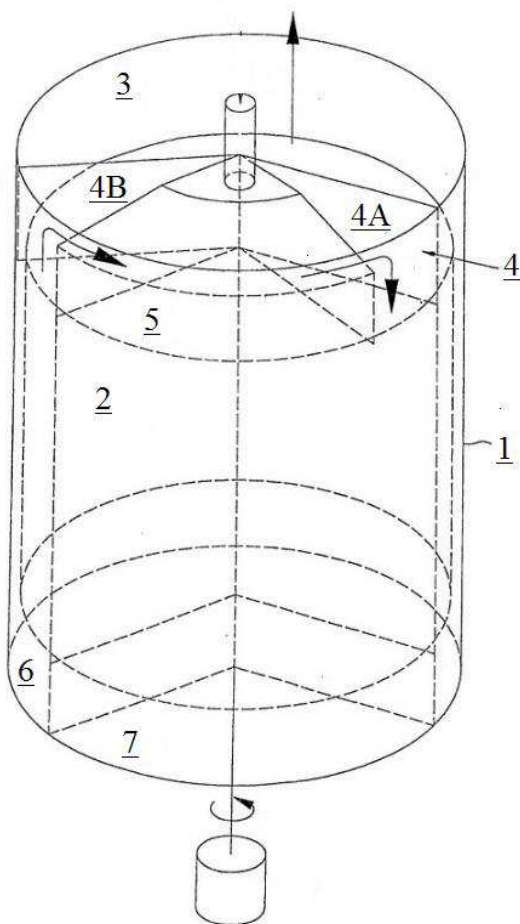


Рисунок 2.1 – Модификация абсорбера

Устройство для осушки газа, содержащее аппарат осушки, включающий в себя корпус (1) с установленным в нем с возможностью вращения ротором (2), внутри которого находится сушильный агент, а также привод вращения указанного ротора (2) для обеспечения возможности последовательного перемещения сушильного агента через зону осушки, зону регенерации и зону охлаждения, при этом корпус (1) у первого в осевом направлении торца ротора (2) разделен на по меньшей мере три секции для направления по меньшей мере трех потоков газа: основного потока, охлаждающего потока и регенерационного потока, причем первая секция (3) образует основной выход для основного потока, вторая секция (4) образует вход для охлаждающего потока, а третья секция (5) образует вход для регенерационного потока, а у второго в осевом направлении торца ротора (2) корпус (1) содержит по меньшей мере две секции: первую секцию (6), которая образует вход для основного потока, и вторую секцию (7), которая образует общий выход для охлаждающего и регенерационного потоков, отличающееся тем, что вторая секция (4), расположенная у первого торца ротора (2), содержит дополнительный выход для основного потока и состоит из двух частей, а именно первой части (4А), образующей указанный вход для охлаждающего потока, и второй части (4В), образующей дополнительный выход для охлаждающего потока, при этом эти две части (4А, 4В), соединены между собой посредством имеющихся для этого средств соединения.

В патенте РФ 2491982 рассматривается изобретение, которое относится к устройствам для очистки газовых смесей от вредных примесей, а также для извлечения ценных компонентов из этих смесей.

Известна регулярная насадка, используемая для противоточного аппарата, которая состоит из пакетов, набранных из гофрированных или плоских с выступами пластин, направленных приблизительно параллельно вертикальной оси аппарата, и установленных один над другим слоями, которые развернуты относительно друг друга, причем пакеты в каждом слое расположены таким образом, что в плоскости стыка соседних пакетов каналобразные пустоты одного из пакетов перекрыты пластиной другого пакета, при этом пакеты выполнены из прямоугольных пластик одинаковой величины с длиной, кратной радиусу аппарата, а смежные слои повернуты относительно друг друга вокруг оси аппарата таким образом, что плоскости стыков пакетов между слоями смещены, при этом угол поворота выбран обеспечивающим перекрытие в смежных слоях незаполненной площади поперечного сечения аппарата.

Недостатком такого абсорбера является противоточная схема движения газа и жидкости внутри корпуса аппарата, которая накладывает ограничения по его производительности. Это связано с тем, что с ростом производительности возрастает скорость движения газа в абсорбере, что ведет к возрастанию уноса жидкости потоком газа, нарушается равномерность распределения жидкости по объему насадки, ухудшается контакт между фазами и, как следствие, снижается эффективность процесса. Кроме того, противоточная схема работы приводит к увеличению гидравлического сопротивления, поскольку с увеличением скорости газа, возрастает сила трения между газом и жидкостью.

Техническим результатом патентуемого решения является повышение производительности, увеличение поверхности контакта фаз, обеспечение непрерывного контакта фаз, снижение гидравлического сопротивления, обеспечение равномерности распределения жидкости по всему объему насадки и абсорбера в целом, обеспечение работы при низких расходах абсорбента, возможность широкого изменения нагрузок по газу и жидкости, а также обеспечение возможности конструктивного оформления как в горизонтальном, так и в вертикальном положении и уменьшение габаритных размеров аппарата, снижение металлоемкости.

Заявленный технический результат достигается за счет конструкции прямоточного абсорбера, реализующего прямоточную (однонаправленную) схему движения газа и жидкости, содержащего корпус со штуцерами входа и выхода газа и штуцерами для входа и выхода жидкости (абсорбента), распределитель жидкости, массообменную секцию и каплеотбойник, расположенные внутри корпуса, при этом массообменная секция выполнена в виде горизонтальных полок с размещенными на них пакетами регулярной пластинчатой насадки, причем пакет регулярной насадки формируется из отдельных гофрированных листов, разделенных между собой проставками из плоского листа, с образованием между листами каналов.

Абсорбер содержит корпус 1, штуцер 2 для входа газового потока, распределитель жидкости 3 для подвода абсорбента, штуцер 5 для отвода

отработанного абсорбента, штуцер 4 для отвода очищенного газового потока, полки 6 с расположенными на них пакетами массообменной регулярной насадки 7, каплеотбойник 9.

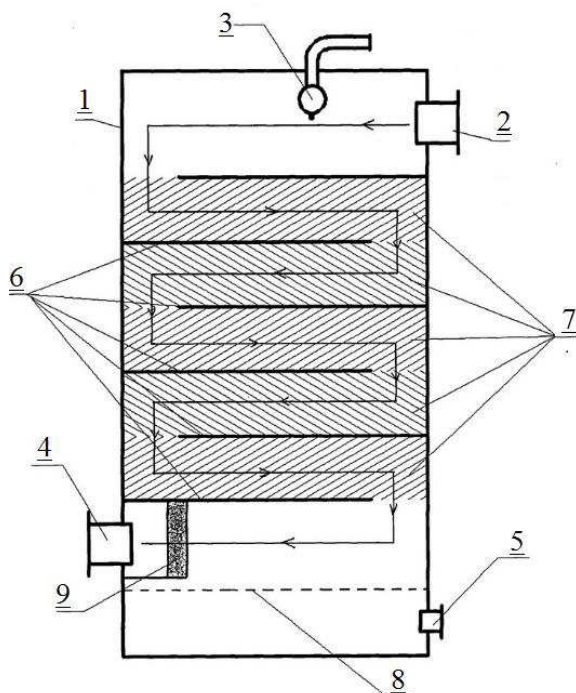


Рисунок 2.2 – Модификация абсорбера

Поток газа через штуцер (2) поступает в корпус (1), в пространство над верхней полкой. Одновременно, через распределителя жидкости (3), в это же пространство подводится абсорбент. Образующийся газожидкостной поток движется в поперечном сечении аппарата по направлению к стенке, противоположной штуцеру входа газа. Полки (6) с расположенными на них пакетами массообменной регулярной насадки (7). Далее, через проход в полотне полки, поток попадает в межполочный объем, образованный верхней и нижележащей полкой, в котором размещен пакет регулярной насадки (7). Движение потока происходит в обратном направлении к противоположной стенке. Двигаясь по каналам насадки, газожидкостной поток интенсивно перемешивается, происходит дробление капель жидкости, увеличивается площадь контакта фаз (между газом и жидкостью), значительно повышается коэффициент массопередачи. Массообмен между газом и абсорбентом происходит в каналах пакетов насадки как на стенках каналов, так и в объеме канала вследствие турбулизации газожидкостного потока. Далее, через проход в полотне полки, поток поступает на нижележащую секцию и процесс повторяется. Последовательно проходя через все массообменные секции сверху вниз, газожидкостной поток попадает в нижнюю часть аппарата, где скорость потока уменьшается и происходит разделение газа и жидкости. Капли жидкости попадают в кубовую часть аппарата, где поддерживается определенный уровень жидкости (8). Жидкость выводится из аппарата через штуцер (5). Газ проходит через каплеотбойник (9) и выводится через штуцер (4).

В патенте РФ 2116585 идет рассмотрение конструктивных решений по аппарату осушки газа. В настоящее время известно множество конструкций и типов массообменных аппаратов, но наиболее широкое применение нашли насадочные ректификационные и абсорбционные аппараты. Их общим недостатком является дорогое и недостаточно эффективное конструктивное решение распределения газожидкостной фазы по всему объему насадки.

Технической задачей является интенсификация массообмена и уменьшение энергозатрат при эксплуатации колонного аппарата. Поставленная задача достигается тем, что в абсорбере насадка выполнена из двух насыпных материалов с различными гидравлическими сопротивлениями; для разделения насыпных материалов установлены металлические сетки, полужестко закрепленные к корпусу. При этом сетки в верхней и нижней части выполнены в виде конуса, а средняя часть - в виде усеченного конуса с диаметром нижнего основания $0,2d$, где d - диаметр колонны (корпуса).

Изобретение относится к химической, нефтеперерабатывающей и пищевой промышленности и может быть использовано для очистки газов методом абсорбции и ректификации. В корпусе абсорбера размещена насадка, выполненная из двух насыпных материалов с различными гидравлическими сопротивлениями. Их взаимное расположение обеспечивает равномерное распределение газо-жидкостной фазы, что позволяет избежать установку промежуточных тарелок, которые увеличивают габариты колонны.

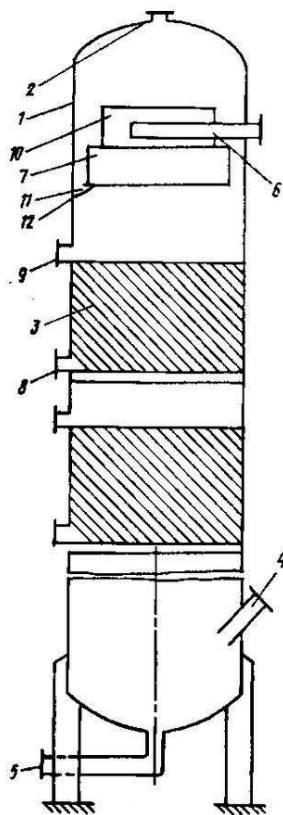


Рисунок 2.3 – Модификация абсорбера

Абсорбер состоит из корпуса 1, выполненного из отдельных царг, входящих патрубков 4, 6, выходящих патрубков 2 и 5, питающей тарелки 7, насадки 3, монтажных люков 8 и 9, сливного стакана 10, укрепленного в центре тарелки 7, кронштейнов 11, приваренных к борту тарелки 7, и лап 12. Насадка 3 состоит из нижней поддерживающей решетки 13, верхней плоской сетки 14, верхней конической сетки 15, в которой помещен насыпной материал 16, средней сетки 17, формы усеченного конуса. В колонне также заключен насыпной материал 16 нижней конической сетки 18 с насыпным материалом 16, между сетками в получившемся пространстве насыпают материал 19. Образующие всех конических поверхностей расположены параллельно и составляют с горизонтом угол абсорбер, патент № 2116585, причем угол абсорбер, патент № 2116585 меньше угла естественного откоса каждого из насыпных материалов, а гидравлическое сопротивление насыпного материала 19 меньше гидравлического сопротивления насыпного материала 16. В корпусе 1 на определенной высоте укреплены опорные решетки 13.

Абсорбер работает следующим образом. Очищаемый газ поступает в корпус 1 аппарата через входной патрубок 4. Затем, за счет избыточного давления поднимается вверх и проходит через решетку 13 входит в нижнюю насадку. За счет повышенного гидравлического сопротивления в центре газ отходит к периферии аппарата, тем самым мы добиваемся равномерного распределения газа по всей поверхности насадки. Пройдя через все насадки, газ проходит через питающую тарелку 7, собирается в верхнем куполе и выходит через патрубок 2. Жидкость поступает через входной патрубок 6 и через сливной стакан 10 попадает на питающую тарелку 7, которая приваренными к ней кронштейнами 11 опирается на лапы 12, приваренные к корпусу 1 аппарата, равномерно орошает верхнюю насадку. Чтобы избежать пристенного эффекта жидкости, конструкция насадки позволяет направить жидкость к центру, т.е. скомпенсировать пристенный эффект. Тем самым жидкость равномерно распределяется по объему насадки, что обеспечивает интенсификацию массообмена. Пройдя все насадки жидкость собирается и отводится через патрубок 5. Для удобства монтажа и демонтажа в корпус к каждой насадке вмонтированы люки 8 и 9.

Предлагаемый абсорбер по сравнению с прототипом обладает следующими преимуществами: уменьшение высоты колонны примерно на двадцать метров, значительно удешевляет как сам абсорбер, так и все работы, связанные с эксплуатацией его, с интенсификацией массообмена повышается качество очистки, увеличивается прочность конструкции, уменьшаются энергозатраты на подъем жидкости.

В патенте РФ 2474462 подробно рассматривается изобретение, в свою очередь которое относится к абсорберу потока газа, через который проходит поток газа, в частности, перемещаются потоки газовых смесей.

Абсорберы, работающие на основе системы абсорбции со сдвигом давления известны в предшествующем уровне техники, в котором также известно, что псевдооживление внутреннего слоя предшествующих абсорберов должно всегда полностью предотвращаться посредством надлежащего регулирования максимального расхода текущей среды, перемещаемой через слой устройства

абсорбера. Абсорберы обычно содержат дополнительные диффузоры, расположенные у низа и верха сосуда абсорбера, для предоставления возможности входящей в поглотитель текучей среде, такой как кислород, азот, либо воздушные смеси расширяться в абсорбере. Для этого сосуды абсорберов уровня техники имеют диаметр, больший, чем поперечное сечение входных и выходных газовых труб. Таким образом, когда газ или текучая среда попадает в сосуд абсорбера, скорость прохождения потока упомянутого газа или текучей среды через поглощающий материал, обычно содержащий углеродные или цеолитовые молекулярные сита, снижаются.

В связи с этим, имеется недостаток, заключающийся в том, что они не являются совместимыми со всеми типами текучих сред, проходящих через абсорбционный материал, например, кислородом. Более того, они не подходят для осуществления особенно сложных процедур, требующих очень высокого уровня очистки. Также, ещё одним недостатком пластинчатых абсорберов предшествующего уровня техники является то, что поток текучей среды проходит через слой абсорбционного материала неравномерно, и, более того, стоимости абсорбционного материала и диффузора очень высоки.

Целью настоящего изобретения является преодоление недостатков предшествующего уровня техники путем создания простого абсорбера газового потока, имеющего сосуд абсорбера, стенка которого образует цилиндр, включающий в себя поглощающий материал, при этом стенка цилиндра внизу опирается на кольцевой паз, сформированный на опорной плите, упомянутая плита имеет внутри канал, через который может проходить поток газовой смеси, упомянутая камера включает в себя отверстие, сообщающееся с увеличенным участком, созданным в опорной панели, и этот увеличенный участок соединен с плоской камерой, проходящей по существу по всей ширине нижней части сосуда, при этом упомянутая камера покрывается дисковым телом, выполненным из спеченного материала.

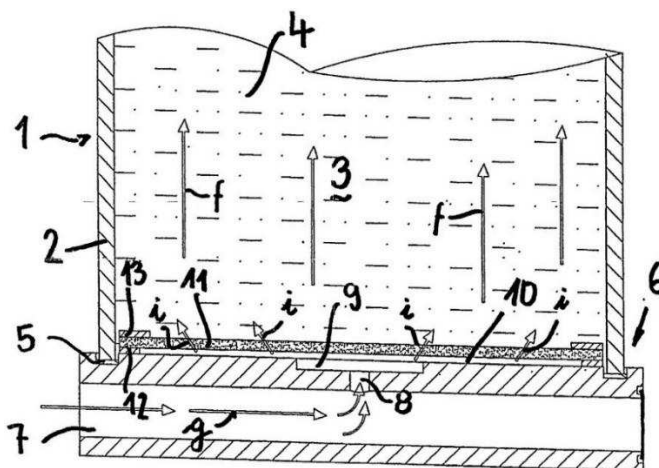


Рисунок 2.4 – Модификация абсорбера

Как показано на рисунке, сосуд абсорбера, в целом обозначенный цифрой 1, включает в себя стенку 2 сосуда, задающую цилиндр, который содержит в своей внутренней камере или пространстве 3 абсорбционный или поглощающий материал 4, показанный горизонтальными пунктирными линиями.

В частности, через упомянутый абсорбционный материал осуществляется прохождение потока смеси газов, показанное стрелками (f).

Своей нижней частью цилиндрическая стенка 2 опирается на кольцевой паз 5 на опорной плите, в целом обозначенной цифрой 6.

Опорная плита 6 включает в себя канал 7 опорной плиты, через который, как показано стрелками (g), проходит поток газовой смеси, для подачи через подающее или загрузочное отверстие 8 внутрь цилиндрического сосуда 2. Как показано на чертеже, отверстие 8 сообщается с увеличенным участком 9, сформированным в плите 6 и соединенным с плоской камерой 10, по существу проходящей по всей ширине нижней части сосуда 1.

Камера 10 покрыта дискообразной основной деталью, показанной ссылочным номером 11, упомянутая дискообразная деталь выполнена из спеченного материала, такого, как спеченная латунь или спеченная нержавеющая сталь.

Таким образом, благодаря созданию диска 11, выполненного из спеченного материала, возможно с чрезвычайно высокой точностью задавать пористость диска 11, при этом приспособляя его к характеристикам перемещаемых текучих сред.

В частности, текучие среды, перемещаемые в камеру 10, проходят насквозь по всей ширине диска 11, как показано стрелками (i) на фиг.1.

Более того, благодаря созданию разделительного кольцевого элемента 12 и дополнительного удерживающего кольцевого элемента 13 спеченный диск 11 фиксируется в нужном положении.

При удалении кольцевого элемента 13, с другой стороны, диск 11 отфильтровавшего материала может заменяться другим диском с измененными техническими характеристиками.

3 Технологическая часть

3.1 Характеристика сырья и готовой продукции

Природный газ – бесцветная смесь легких углеводородов, основной компонент метан составляет 92-99%. Без запаха. Легче воздуха, удельный вес – 0,559. В воде мало растворим. Легко воспламеняется и горит бледным, едва светящим пламенем. Взрывоопасная концентрация в смеси с воздухом от 5% до 15%.

Ниже представлена характеристика сырья и готовой продукции установки осушки природного газа (табл.3.1).

Таблица 3.1 - Характеристика сырья и готовой продукции

Наименование	Наименование показателя	Значение
	Компонентный состав	% масс.
Сырье Влажный газ с Заполярного месторождения (усредненный состав)	Углекислый газ, CO ₂	0,01-1,0
	Азот, N ₂	1-4,5
	Метан, CH ₄	97,8 - 99
	Этан, C ₂ H ₆	0,0 - 0,15
	Пропан C ₃ H ₈	0,0 - 0,02
	Бутан C ₄ H ₁₀ и выше	0,0 - 0,01
	Плотность при 20°C и 0,1013 МПа, кг/м ³	0,58-0,616
	Давление, МПа	0,4-0,7
	Температура, °C	- 7÷ +19
Готовый продукт Сухой газ с отделения осушки (усредненный состав)	Точка росы газа по влаге, °C не выше	- 20
	Точка росы газа по углеводородам, °C не выше	- 10
	Масса сероводорода г/м ³ , не более	0,007
	Масса меркаптановой серы, г/м ³ не более	0,016
	Объемная доля кислорода, % не более	1
	Температура газа, °C	Устан. проектом
	Плотность при 20°C и 0,1013 МПа, кг/м ³	0,55-0,58
	Давление, МПа	61-66
	Температура, °C	21-46

3.2 Описание технологической схемы установки

Природный газ сеноманской залежи Ямбургского месторождения с кустов скважин с температурой -7°C ÷ +19°C и давлением до 0,7 МПа поступает на установку осушки природного газа.

Газ поступает в приемный сепаратор грубой очистки С-1 и сепаратор тонкой очистки С-2, где очищается от капельной жидкости и механических примесей.

Жидкость из сепаратора С-1 и С-2 передавливается в емкость, которая предназначена для сбора углеводородного конденсата.

Газ из сепаратора С-2 по трубопроводу $D_y=700$ мм поступает в распределительный коллектор. Из распределительного коллектора газ по

трубопроводу поступает на всас цилиндра низкого давления (ЦНД) компрессора КП-1, с температурой $-7 \div +19^{\circ}\text{C}$ и с давлением 0,4-0,7 МПа.

Газ, скомпримированный в КП-1 до давления 1,6-2,6 МПа, с температурой $170-200^{\circ}\text{C}$ поступает на промежуточное охлаждение в блок газоохладителя низкого давления АВО-1, охлаждается до температуры $25-45^{\circ}\text{C}$ и поступает в промежуточный сепаратор С-3, где от газа отделяется конденсат, выпавший после охлаждения. Схемой предусмотрен контроль за уровнем жидкости в промежуточном сепараторе. Жидкость из промежуточного сепаратора выдавливается в подземную емкость. После С-3 газ поступает на всас цилиндра высокого давления (ЦВД) компрессора КП-2.

Газ, скомпримированный в КП-2 до 6,5-8 МПа с температурой $180-200^{\circ}\text{C}$, поступает в технологический теплообменник Т-1, где нагревает антифриз системы теплоснабжения станции до температуры $70-115^{\circ}\text{C}$. После чего газ поступает на газоохладитель высокого давления АВО-2. Газ, охлажденный до температуры $25-45^{\circ}\text{C}$ и давлением 6,5-8 МПа, подается в сепаратор С-4 и абсорбер А-1 на осушку по углеводородам и влаге.

В сепараторе С-4 происходит отделение конденсата выпавшего в результате скомпримирования и охлаждения газа. Конденсат из сепаратора С-4 дренируется в сепаратор грубой очистки С-5, а потом в сепаратор тонкой очистки С-6.

Газ после сепаратора С-4 поступает в абсорбер А-1, где в нижней кубовой части происходит отделение капельной жидкости. Конденсат из кубовой части абсорбера А-1 дренируется в сепаратор С-5, С-6. Абсорбер в верхней части оборудован пятью тарелками с контактно сепарационными элементами (КСЭ). Сверху на встречу потоку газа подается ДЭГ с концентрацией 97-99,8 %. Стекая по четырем контактными тарелкам вниз, на пятую глухую, ДЭГ, контактирует с газом, извлекает из последнего влагу и насыщенный влагой, отводится с глухой тарелки на регенерацию.

Осушенный газ из абсорбера А-1 по трубопроводу поступает в сепаратор С-7, в котором газ отделяется от углеводородного конденсата. Конденсат из сепаратора С-7 дренируется автоматически в емкость для сбора углеводородного конденсата. Из сепаратора С-400 газ через узел учета газа с давлением до 66 МПа и температурой $21-46^{\circ}\text{C}$ поступает в напорный газопровод установки осушки природного газа. Длина газопровода 200,5 км на 150 км газопровода смонтирован конденсатосборник. На 170 км установлен обратный клапан с байпасом $D_y=80\text{мм}$ для предотвращения обратного потока газа, а так же смонтирован изолирующий фланец для предотвращения перетекания электрического потенциала из шлейфов установки в напорный.

3.3 Уравнения материального баланса

3.3.1 Материальный баланс установки

Природный газ – бесцветная смесь легких углеводородов, основной компонент метан составляет 92-99%. Без запаха. Легче воздуха, удельный вес – 0,559. В воде мало растворим. Легко воспламеняется и горит бледным, едва светящим пламенем. Взрывоопасная концентрация в смеси с воздухом от 5% до 15%.

Ниже представлена характеристика сырья и готовой продукции установки осушки природного газа (табл.3.1).

Таблица 3.1 - Характеристика сырья и готовой продукции

Наименование	Наименование показателя	Значение
Сырье	Компонентный состав	% масс.
Влажный газ с Заполярного месторождения (усредненный состав)	углекислый газ, CO ₂	0,01-1,0
	азот, N ₂	1-4,5
	метан, CH ₄	97,8 - 99
	этан, C ₂ H ₆	0,0 - 0,15
	пропан C ₃ H ₈	0,0 - 0,02
	бутан C ₄ H ₁₀ и выше	0,0 - 0,01
	Плотность при 20°C и 0,1013 МПа, кг/м ³	0,58-0,616
	Давление, МПа	0,4-0,7
	Температура, °C	- 7÷ +19
Готовый продукт Сухой газ с отделения осушки (усредненный состав)	Точка росы газа по влаге, °C не выше	- 20
	Точка росы газа по углеводородам, °C не выше	- 10
	Масса сероводорода г/м ³ , не более	0,007
	Масса меркаптановой серы, г/м ³ не более	0,016
	Объемная доля кислорода, % не более	1
	Температура газа, °C	Устан. проектом
	Плотность при 20°C и 0,1013 МПа, кг/м ³	0,55-0,58
	Давление, МПа	61-66
	Температура, °C	21-46

3.3.2 Описание технологической схемы установки

Природный газ сеноманской залежи Ямбургского месторождения с кустов скважин с температурой -7°C ÷ +19°C и давлением до 0,7 МПа поступает на установку осушки природного газа.

Газ поступает в приемный сепаратор грубой очистки С-1 и сепаратор тонкой очистки С-2, где очищается от капельной жидкости и механических примесей.

Жидкость из сепаратора С-1 и С-2 передавливается в емкость, которая предназначена для сбора углеводородного конденсата.

Газ из сепаратора С-2 по трубопроводу $D_y=700$ мм поступает в распределительный коллектор. Из распределительного коллектора газ по трубопроводу поступает на всас цилиндра низкого давления (ЦНД) компрессора КП-1, с температурой $-7 \div +19^{\circ}\text{C}$ и с давлением $0,4-0,7$ МПа.

Газ, скомпримированный в КП-1 до давления $1,6-2,6$ МПа, с температурой $170-200^{\circ}\text{C}$ поступает на промежуточное охлаждение в блок газоохладителя низкого давления АВО-1, охлаждается до температуры $25-45^{\circ}\text{C}$ и поступает в промежуточный сепаратор С-3, где от газа отделяется конденсат, выпавший после охлаждения. Схемой предусмотрен контроль за уровнем жидкости в промежуточном сепараторе. Жидкость из промежуточного сепаратора выдавливается в подземную емкость. После С-3 газ поступает на всас цилиндра высокого давления (ЦВД) компрессора КП-2.

Газ, скомпримированный в КП-2 до $6,5-8$ МПа с температурой $180-200^{\circ}\text{C}$, поступает в технологический теплообменник Т-1, где нагревает антифриз системы теплоснабжения станции до температуры $70-115^{\circ}\text{C}$. После чего газ поступает на газоохладитель высокого давления АВО-2. Газ, охлажденный до температуры $25-45^{\circ}\text{C}$ и давлением $6,5-8$ МПа, подается в сепаратор С-4 и абсорбер А-1 на осушку по углеводородам и влаге.

В сепараторе С-4 происходит отделение конденсата выпавшего в результате компримирования и охлаждения газа. Конденсат из сепаратора С-4 дренируется в сепаратор грубой очистки С-5, а потом в сепаратор тонкой очистки С-6.

Газ после сепаратора С-4 поступает в абсорбер А-1, где в нижней кубовой части происходит отделение капельной жидкости. Конденсат из кубовой части абсорбера А-1 дренируется в сепаратор С-5, С-6. Абсорбер в верхней части оборудован пятью тарелками с контактно сепарационными элементами (КСЭ). Сверху на встречу потоку газа подается ДЭГ с концентрацией $97-99,8$ %. Стекая по четырем контактными тарелкам вниз, на пятую глухую, ДЭГ, контактирует с газом, извлекает из последнего влагу и насыщенный влагой, отводится с глухой тарелки на регенерацию.

Осушенный газ из абсорбера А-1 по трубопроводу поступает в сепаратор С-7, в котором газ отделяется от углеводородного конденсата. Конденсат из сепаратора С-7 дренируется автоматически в емкость для сбора углеводородного конденсата. Из сепаратора С-400 газ через узел учета газа с давлением до 66 МПа и температурой $21-46^{\circ}\text{C}$ поступает в напорный газопровод установки осушки природного газа. Длина газопровода $200,5$ км на 150 км газопровода смонтирован конденсатосборник. На 170 км установлен обратный клапан с байпасом $D_y=80$ мм для предотвращения обратного потока газа, а так же смонтирован изолирующий фланец для предотвращения перетекания электрического потенциала из шлейфов установки в напорный.

3.3.3 Материальный баланс установки осушки природного газа, материальный баланс аппарата

Газ, поступающий на установку $V_c=40,5$ млрд. м³/год.
Плотность газа равна $\rho=0,6$ кг/м³ по производственным данным.

$$G = V_c \cdot \rho = 40,5 \cdot 10^9 \cdot 0,6 = 24,3 \cdot 10^9 \text{ т/год} \quad (3.1)$$

где G – количество газа, кг/ч;
 V_c – производительность установки.

На собственные нужды газ потребляется: топливо для турбокомпрессорных агрегатов 5,5%, на котельную 1,2%, потери газа 0,2%.

$$G_{\text{топл.}} = 24,3 \cdot 10^9 \cdot 0,055 = 1,34 \cdot 10^9 \text{ т/год} \quad (3.2)$$

$$G_{\text{котел.}} = 24,3 \cdot 10^9 \cdot 0,012 = 0,29 \cdot 10^9 \text{ т/год} \quad (3.3)$$

$$G_{\text{пот.}} = 24,3 \cdot 10^9 \cdot 0,002 = 0,049 \cdot 10^9 \text{ т/год} \quad (3.4)$$

Ниже представлен материальный баланс установки осушки природного газа (табл. 3.2.)

Таблица 3.2 - материальный баланс установки осушки природного газа

Приход				Расход			
Компоненты	% масс	млн. кг/ч	млрд. т/год	Компоненты	% масс	млн. кг/ч	млрд. т/год
1. Влажный газ на УКПГ	100	2892,86	24,3	1. Сухой газ	90,9	2629,6	22,0887
				2. Вода	2,2	63,646	0,5346
				3. Топл. газ	5,5	159,11	1,3365
				4. Котел. газ	1,2	34,714	0,2916
				5. Потери	0,2	5,79	0,0486
Итого	100	2892,86	24,3	Итого	100	2892,86	24,3

Исходные данные для расчета

Годовая мощность установки 40,5 млрд. м³ в год по сырью;

1. Годовая продолжительность работы установки 350 дней (8400 ч);
2. $t_{\text{абс}}=t_{\text{газа}}=10^\circ\text{C}$ на входе в абсорбер;
3. Точка росы осушенного газа = -20°C ;
4. Давление в аппарате $p=8$ МПа;
5. Концентрация регенерированного раствора 98,5%;
6. Концентрация насыщенного раствора 96,6%;

Содержание влаги в газе:

7. На входе – $25 \cdot 10^{-3}$ кг/м³;
8. На выходе – $2,5 \cdot 10^{-3}$ кг/м³.

Количество раствора ДЭГа найдем по формуле [4, с.54]:

$$G_{\text{гл}} = G_{\text{вл.п}} \cdot X_2 / (X_1 - X_2) \quad (3.5)$$

где $G_{\text{вл.п}}$ – количество поглощаемой влаги, кг/ч;
 X_1, X_2 – концентрация ДЭГа в регенерированном и насыщенном растворе,
 % масс.

Найдем количество поглощаемой влаги [4, с.54]:

$$G_{\text{вл.п}} = (C_{\text{н}} - C_{\text{к}}) \cdot V \quad (3.6)$$

Где V – объемное количество углеводородного сырья, м³/ч;
 $C_{\text{н}}, C_{\text{к}}$ – содержание влаги в газе на входе и на выходе соответственно.

$$V = 22,4 \cdot G \cdot (t_{\text{г}} + 273) \cdot 0,1 \cdot 10^6 \cdot z / (M_{\text{г}} \cdot 273 \cdot p) \quad (3.7)$$

Где G – количество газа, кг/ч;
 $t_{\text{г}}$ – температура газа на входе в абсорбер, °С;
 z – коэффициент сжимаемости газовой смеси.

$$G = V_{\text{с}} \cdot \rho = 4821,4 \cdot 10^6 \cdot 0,6 = 2892,86 \cdot 10^6 \text{ кг/ч} \quad (3.8)$$

Примем $z=0,95$. Тогда объемное количество углеводородного сырья:

$$V = \frac{22,4 \cdot 2892,86 \cdot 10^6 \cdot (10 + 273) \cdot 0,1 \cdot 10^6 \cdot 0,95}{23 \cdot 273 \cdot 8 \cdot 10^6} = 34,682 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Найдем количество поглощаемой влаги:

$$G_{\text{вл.п}} = (25 - 2,5) \cdot 10^{-3} \cdot 34,682 \cdot 10^6 = 780,35 \cdot 10^3 \text{ кг/ч}$$

Концентрация гликоля в насыщенном растворе принимается равной $X_2=0,966$ %, правильность принятого числового значения подтверждается дальнейшим расчетом.

Количество раствора ДЭГа:

$$G_{\text{гл}} = 780,35 \cdot 10^3 \cdot 0,966 / (0,985 - 0,966) = 38149,4 \cdot 10^3 \text{ кг/ч}$$

Объемное количество свежего раствора ДЭГа [4, с.55]:

$$V_{\text{гл}} = G_{\text{гл}} / \rho = 38149,4 \cdot 10^3 / 1116 = 34,2 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (3.9)$$

Где ρ – плотность раствора гликоля, кг/м³.

Количество циркулирующего гликоля зависит, главным образом, от производительности установки, осушки по газовому сырью, его влагосодержания и степени осушки [4, с.56].

Уравнение материального баланса абсорбера имеет вид [4, с.57]:

$$G_y + G_{гг} = G_o + G_{гг.н} \quad (3.10)$$

Где левая часть отвечает вводимым в аппарат материальным потокам:

G_y – с увлажненным газовым сырьем;

$G_{гг}$ – с раствором гликоля.

А правая часть отвечает выводимым из аппарата материальным потокам:

G_o – с осушенным газовым сырьем;

$G_{гг.н}$ – с насыщенным раствором гликоля.

Найдем количество увлажненного газового сырья [4, с.58]:

$$G_y = G + C_n \cdot V \quad (3.11)$$

$$G_y = 2892,86 \cdot 10^6 + 25 \cdot 10^{-3} \cdot 34,682 \cdot 10^6 = 2893,73 \cdot 10^6 \text{ кг/ч}$$

Количество осушенного газового сырья [4, с.58]:

$$G_o = G_y - G_{вл.п} - G_{р.у} \quad (3.12)$$

Где $G_{р.у}$ – количество углеводородных компонентов, растворимых в ДЭГе, кг/ч.

$$G_{р.у} = V_{р.у} \cdot \rho_{р.у} \cdot V_{гг} \quad (3.13)$$

Где $V_{р.у}$ – растворимость углеводородных компонентов в ДЭГе, м³/м³;

$\rho_{р.у}$ – плотность растворяемой газовой смеси, кг/м³;

Растворимость углеводородных компонентов в ДЭГе при давлении 8 МПа и температуре 30°С составляет $V_{р.у} = 1,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$. [4, с.59]

Найдем плотность растворяемой газовой смеси [4, с.59]:

$$\begin{aligned} \rho_{р.у} &= Mг \cdot P \cdot 273 / (22,4 - (t+273) \cdot 0,1 \cdot z) = \\ &= \frac{23 \cdot 8 \cdot 273}{22,4(30 + 273) \cdot 0,1 \cdot 0,95} = 77,9 \text{ кг/м}^3 \end{aligned} \quad (3.14)$$

Тогда:

$$G_{р.у} = 1,5 \cdot 77,9 \cdot 34,2 \cdot 10^3 = 3996,5 \cdot 10^3 \text{ кг/ч}$$

Найдем количество теряемого ДЭГа по формуле [4, с.59]:

$$g_{гг} = \Delta g \cdot V / 1000 \quad (3.15)$$

Где Δg – равновесные потери гликоля при его испарении и уноса из колонны с выводимым осушенным газом определяются по диаграмме в зависимости от температуры контакта и давления в аппарате. При 30°С и 8 МПа $\Delta g = 0,7 \cdot 10^{-3} \text{ кг/м}^3$ [4, с.60].

Тогда количество теряемого ДЭГа равно:

$$g_{\text{гл}} = 34,682 \cdot 10^6 \cdot 0,7 \cdot 10^{-3} / 1000 = 24,277 \text{ кг/ч}$$

Количество осушенного газового сырья равно:

$$G_o = G_y - G_{\text{вл.п}} - G_{\text{р.у}} + g_{\text{гл}} \quad (3.16)$$

$$G_o = 2893730 \cdot 10^3 - 780,35 \cdot 10^3 - 3996,5 \cdot 10^3 + 0,024 \cdot 10^3 = 2888953,17 \cdot 10^3 \text{ кг/ч}$$

Количество насыщенного раствора гликоля равно:

$$G_{\text{гл.н}} = G_{\text{гл}} + G_{\text{вл.п}} + G_{\text{р.у}} - g_{\text{гл}} = 38149,4 \cdot 10^3 + 780,35 \cdot 10^3 + 3996,5 \cdot 10^3 - 0,024 \cdot 10^3 = 42926,23 \cdot 10^3 \text{ кг/ч} \quad (3.17)$$

Материальный баланс абсорбера приведен в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Материальный баланс абсорбера

Приход				Расход			
Комп.	% масс	кг/ч	т/год	Комп.	% масс	кг/ч	т/год
Влажн. газ	98,5	$2893730 \cdot 10^3$	$24307332 \cdot 10^3$	Сухой газ	98,4	$2888953,17 \cdot 10^3$	$24267207 \cdot 10^3$
ДЭГ	1,5	$38149,4 \cdot 10^3$	$320455 \cdot 10^3$	Насыщен. ДЭГ	1,6	$42926,23 \cdot 10^3$	$360580,3 \cdot 10^3$
Итого	100	$2931879,4 \cdot 10^3$	$24627787 \cdot 10^3$	Итого	100	$2931879,4 \cdot 10^3$	$24627787 \cdot 10^3$

Содержание ДЭГа в насыщенном растворе составляет [4, с.60]:

$$X_{\text{ф}} = X_1 \cdot G_{\text{гл}} / G_{\text{гл.н}} \quad (3.18)$$

$$X_{\text{ф}} = 0,985 \cdot 38149,4 \cdot 10^3 / 42926,23 \cdot 10^3 = 0,876$$

Расчеты показывают, что увеличение X_2 приведет к заметному росту количества ДЭГа и, как следствие, увеличение затрат на его перекачку и регенерацию. Поэтому расхождение числовых значений $X_2=0,966$ и $X_{\text{ф}}=0,877$ менее 10 % следует считать допустимым и пересчетов не делать.

3.4 Технологический расчет абсорбера

3.4.1 Определение числа теоретических тарелок

Для расчета числа теоретических тарелок аппарата строим равновесную линию водяного пара и раствора ДЭГа и рабочую линию абсорбции [6].

При подаче газа в абсорбер с температурой t влагосодержание его определяется по формуле [6, с.122]:

$$W = \frac{0,457}{P} \cdot \exp(0,0735 \cdot t - 0,00027 \cdot t^2) + 0,0418 \cdot \exp(0,054 \cdot t - 0,0002 \cdot t^2) \quad (3.19)$$

Уравнение (5.1) позволяет с удовлетворительной точностью определять влагосодержание природного газа в интервале температур: - 50 до 50°C.

Для расчета числа теоретических тарелок аппарата строим равновесную линию водяного пара и раствора ДЭГа и рабочую линию абсорбции (рис. 3.1). Построение равновесной линии ведется по данным таблицы 3.4.

Таблица 3.4 - зависимость влагосодержания ДЭГа и газа от точки росы

Влагосодержание ДЭГа, % масс.	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	3,5	5,0
Точка росы, °С	-31	-32	-20	-16	-13	-12	-9
Влагосодержание газа, г/м	0,0138	0,0258	0,0324	0,0436	0,0543	0,0584	0,0724

При подаче газа в абсорбер с температурой $t=30$ °С влагосодержание его определяется по формуле (3.19):

$$W_1 = \frac{0,457}{8} \cdot \exp(0,0735 \cdot 30 - 0,00027 \cdot 30^2) + 0,0418 \cdot \exp(0,054 \cdot 30 - 0,0002 \cdot 30^2) = 0,152 / \text{м}^3.$$

При $t_p=-20$ °С: $W_2 = 0,032 \text{г} / \text{м}^3$.

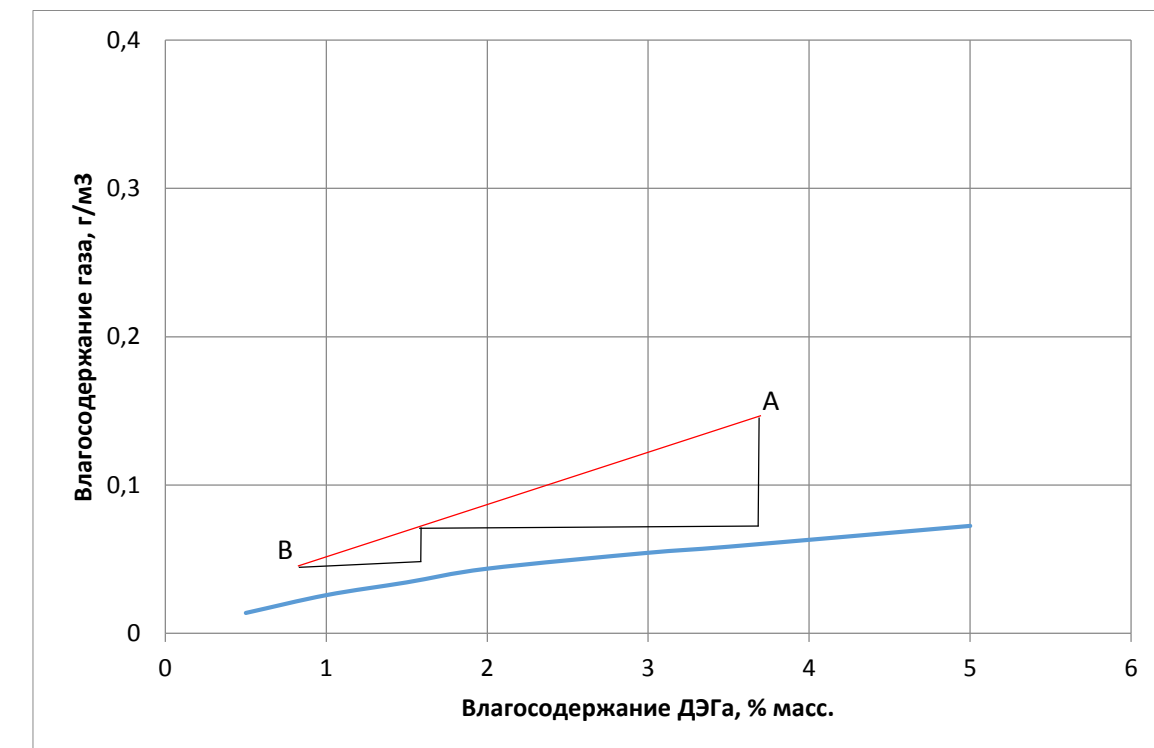


Рисунок 3.1 – Рабочая и равновесная линии

Точка А на рабочей линии соответствует конечной точке осушке газа. Точка В на рабочей линии соответствует начальной точке осушки газа. Построением ступенчатой ломаной линии между рабочей и равновесной линиями получаем число теоретических тарелок $n'_T=2$. КПД контактно-сепарационных тарелок $\eta=0,2$. Число рабочих тарелок, по формуле (3.20):

$$n = \frac{2}{0,6} = 3,333 \quad (3.20)$$

Для увеличения надежности осушки газа полученное число рабочих тарелок n умножаем на коэффициент, равный (1,5... 1,6) [6, с.123].

$$n_T = 1,6 \cdot 3,333 = 5$$

Принимаем $n_T = 5$ шт.

3.4.2 Расчёт массообменной секции с прямоточно - центробежными элементами

Определим объём газа при рабочих условиях [4, с.73]:

$$q_z = \frac{Q \cdot 0,1013 \cdot (t + 273) \cdot z}{3600 \cdot (8 + 0,1013) \cdot (20 + 273)} \quad (3.21)$$

$$q_z = \frac{4821,4 \cdot 0,1013 \cdot (30 + 273) \cdot 0,95}{3600 \cdot (8 + 0,1013) \cdot (20 + 273)} = 1,645 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Определим критическую скорость газа в прямоточно-центробежных элементах по формуле [4, с.74]:

$$W_{кр} = T_s \cdot \Pi \quad (3.22)$$

T_s – Коэффициент структурных изменений газожидкостного потока, равен $T_s = 3,4$;
 σ – поверхностное натяжение на границе раздела между газом и жидкостью, равно $0,041$ Н/м;

Π – параметр, определяющий физические свойства двухфазного потока. Найдем Π по формуле [4, с.75]:

$$\Pi = \sqrt[4]{\frac{g \cdot \sigma}{\rho_g}} \quad (3.23)$$

Где $\rho_g = 52,5$ кг/м³ – плотность газа;
 $g = 9,81$ м/с² – ускорение свободного падения.

$$\Pi = \sqrt[4]{\frac{9,81 \cdot 0,041}{52,5}} = 0,296$$

Тогда, $W_{кр} = 3,4 \cdot 0,296 = 1$ м/с

Определим расчётную площадь живого сечения прямоточно-центробежных элементов [4, с.75]:

$$F_p = \frac{q_z}{W_{кр}} \quad (3.24)$$

$$F_p = \frac{1,645}{1} = 1,645 \text{ м}^2$$

Рассчитаем количество прямоточно-центробежных элементов по формуле [4, с.76]:

$$n_p = \frac{F_p}{0,785 \cdot d_9^2} \quad (3.25)$$

Где d_3 – диаметр прямоточно-центробежного элемента, равен 0,06 м.

$$n_p = \frac{1,645}{0,785 \cdot 0,06^2} = 582,09 \text{ шт}$$

Принимаем расчетное количество прямоточно-центробежных элементов n_p 582 шт.

Определим диаметр аппарат по формуле (3.24):

$$D_p = d_3 \sqrt{\frac{n_p}{\varepsilon}} \quad (3.26)$$

Где ε – коэффициент использования живого сечения полотна тарелки, равен 0,66 [4, с.76].

$$D_p = 0,06 \sqrt{\frac{503}{0,66}} = 1,78 \text{ м}$$

В соответствии с ГОСТ 9617-61 принимаем стандартный диаметр абсорбера $D_p=1,8$ м.

3.4.3 Высота абсорбера

Рабочая высота аппарата определяется по формуле

$$H_p = h_1 + h_2 + h_3 + h_4 + h_5 + h_6 \quad (3.27)$$

На основании производственных данных принимается:

- расстояние между крышкой абсорбера и сепарационной части $h_1=2,5$ м;
- высота сепарационной части колонны $h_2=4$ м;
- высота массообменной части $h_3=9$ м;
- расстояние между днищем и массообменной частью $h_4=1,5$ м;
- высота опоры $h_5=2$ м;
- высота крышки $h_6=0,7$ м.

$$H_p = 2,5 + 4 + 9 + 1,5 + 2 + 0,7 = 19,7 \text{ м}$$

3.4.4 Расчет основных диаметров штуцеров

В абсорбере установлены 4 штуцера

- d_1 – диаметр штуцера на входе газа в абсорбер;
- d_2 – диаметр штуцера на выходе газа из абсорбера;
- d_3 – диаметр штуцера на входе ДЭГа в абсорбер;

- d_4 – диаметр штуцера на выходе ДЭГа из абсорбера.

Расчет диаметра штуцера ввода сырья в абсорбер производится по формуле [11, с.15]:

$$V = S \cdot \omega \Rightarrow d_{um} = \sqrt{\frac{4 \cdot V}{\pi \cdot \omega}} \quad (3.28)$$

Где ω – скорость продукта, м/с;

V – объемный расход продукта, м³/с;

Произведем расчет штуцера на входе газа в абсорбер по формуле:

$$d_1 = \sqrt{\frac{4 \cdot V}{\pi \cdot \omega}} \quad (3.29)$$

Объемный расход продукта определим:

$$V = \frac{G_6}{3600 \cdot \rho_2} \quad (3.30)$$

$$V = \frac{2893730}{3600 \cdot 52,5} = 15,3 \text{ м}^3/\text{с}$$

Тогда, ω примем 30м/с.

$$d_1 = \sqrt{\frac{4 \cdot 15,3}{3,14 \cdot 30}} = 0,39 \text{ м} \approx 0,4 \text{ м}$$

Согласно ГОСТ 355-67 принимаем штуцер стандартного диаметра $D_y=400$ мм [11, с.254].

Произведем расчет штуцера на выходе газа из абсорбера по формуле (3.30).

$$V = \frac{2888953,17}{3600 \cdot 52,5} = 15,28 \text{ м}^3/\text{с}$$

Тогда, ω примем 30 м/с.

$$d_2 = \sqrt{\frac{4 \cdot 15,28}{3,14 \cdot 30}} = 0,387 \text{ м} \approx 0,4 \text{ м}$$

Согласно ГОСТ 355-67 принимаем штуцер стандартного диаметра $D_y=400$ мм [11, с.254].

Произведем расчет штуцера на входе ДЭГа в абсорбер по формуле (3.30).

$$V = \frac{38149,4}{1116 \cdot 3600} = 0,009 \text{ м}^3/\text{с}$$

Тогда, ω примем 3,5 м/с.

$$d_3 = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,009}{3,14 \cdot 3,5}} = 0,057 \text{ м} \approx 0,06 \text{ м}$$

Согласно ГОСТ 355-67 принимаем штуцер стандартного диаметра $D_y=60$ мм [11, с.254].

Произведем расчет штуцера на выходе ДЭГа из абсорбер по формуле (3.30).

$$V = \frac{42926,23}{1116 \cdot 3600} = 0,01 \text{ м}^3/\text{с}$$

Тогда, ω примем 3,5 м/с.

$$d_3 = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,01}{3,14 \cdot 3,5}} = 0,059 \text{ м} \approx 0,06 \text{ м}$$

Согласно ГОСТ 355-67 принимаем штуцер стандартного диаметра $D_y=60$ мм [11, с.254].

4 Механическая часть

4.1 Исходные данные для конструктивного расчета аппарата

Для данного проекта выбираем абсорбер с тарелками, снабженными контактными элементами, центробежного типа, т.к. данные тарелки отличаются большим сроком службы, простотой конструкции. Материал абсорбера выбираем исходя из климатических и эксплуатационных условий. Расчет ведем согласно ГОСТ 14249-89.

Рассчитываемый абсорбер представляет собой колонну (см. рис.3.1), состоящую из двух частей: абсорбционной осушки и доулавливания гликоля. Пластовый газ поступает в нижнюю часть колонны и поочередно проходит все эти две части, а затем выводится с верха колонны осушенным.

Исходные данные для конструктивного расчета аппарата (см. технологическую часть):

- внутренний диаметр обечайки $D = 1800$ мм;
- технологическое (рабочее) давление $P_p = 8$ МПа;
- высота цилиндрической части $H_{ц} = 17000$ мм;
- рабочая температура в аппарате $t_p = 30^\circ\text{C}$;
- среда: природный газ;
- диэтиленгликоль (ДЭГ).

Район установки аппарата – Крайний Север.

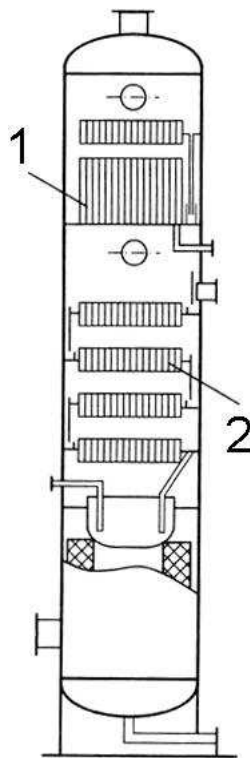
4.2 Расчет на прочность основных узлов и деталей аппарата

4.2.1 Выбор материала

Руководствуясь общими принципами выбора материалов и учитывая максимальную рабочую температуру 30°C , давление 8МПа и среднюю коррозионность среды и работу аппарата в условиях крайнего севера выбираем низколегированную сталь обыкновенного качества 09Г2С, которая имеет следующие механические характеристики [13, с.4]:

$\sigma_T = 270-350$ МПа; $\sigma_B = 430-500$ МПа.

Принимаем: $\sigma_T = 270$ МПа; $\sigma_B = 440$ МПа.



1 – фильтр-патроны;
 2 – тарелки с прямоточно-центробежными элементами
 Рисунок 4.1 – Эскиз основного аппарата

4.2.2 Расчет толщины стенки цилиндрической части аппарата

Цилиндрическая часть аппарата препровождает в виду себя тонкостенный цилиндр, толщина стенки которого будет определяться согласно ГОСТ 14249-89 по следующей формулой [13, с.5].

$$S = \frac{P_p \cdot D_v}{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi - P_p} + C; \quad (4.1)$$

Где S – расчетная толщина стенки корпуса, м;

P_p – расчетное избыточное давление, МПа;

D_v – внутренний диаметр аппарата, м;

φ – коэффициент прочности продольного сварного шва;

$[\sigma]$ – допускаемое напряжение для стали 09Г2С при расчетной температуре, МПа;

$C=(1-6)$ мм – прибавка на компенсацию коррозии, м;

Взять во внимание то, что продольные и поперечные швы обечаек стальных аппаратов должны соответствовать только стыковыми и, предполагая двухстороннюю сварку, выполненную автоматически, принимаем $\varphi = 1$ [13, с.5].

При расчёте на прочность аппаратов, заключающих взрывопожароопасные и токсичные среды и снабжённых предохранительными клапанами, заданное давление принимают на 10%, но не менее, чем на 0,2 МПа больше

технологического. Это предполагает избежать загрязнений окружающей атмосферы и обеспечивает нормальную эксплуатацию технологических установок [13, с.6].

Отмечая то, что при механическом расчете аппаратов применяется избыточное давление.

В нашем случаи избыточное рабочее давление и расчетное давление будут равны [13, с.6]:

$$P_{\text{изб}} = 8 - 0,1 = 7,9 \text{ МПа} \quad (4.2)$$

$$P_p = 8 + 0,8 = 8,8 \text{ МПа} \quad (4.3)$$

$$P_p = 8 + 0,2 = 8,2 \text{ МПа} \quad (4.4)$$

Расчетное давление в аппарате принимаем 8,8 МПа, расчетную температуру стенки принимаем равной температуре среды в аппарате $t_p = 30^\circ\text{C}$

4.2.3 Определение допускаемого напряжения

Допускаемое напряжение $[\sigma]$ определяют по формуле [13, с.7]:

$$[\sigma] = \eta \cdot [\sigma^*]$$

Где η – поправочный коэффициент, равный 0,9 для аппаратов, содержащих взрывопожарную или токсичную среду;

$[\sigma^*]$ – нормативное допускаемое напряжение, которое определяется по формулам [13, с.7]:

$$[\sigma^*] = \frac{\sigma_T}{n_T} \quad (4.6)$$

$$[\sigma^*] = \frac{\sigma_B}{n_B} \quad (4.7)$$

Где σ_B – предел прочности при расчетной температуре, но не выше, чем при 20°C , поскольку пуск аппарата осуществляется при температуре окружающей среды [13, с.7];

σ_T – предел текучести при расчетной температуре

$$n_T \geq 1,5; n_B \geq 2,6$$

Принимаем: $n_T = 1,5; n_B = 2,6$.

$$[\sigma^*] = \frac{270}{1,5} = 180 \text{ МПа}; [\sigma^*] = \frac{440}{2,6} = 170 \text{ МПа};$$

И с учетом температуры:

$$[\sigma^*] = 0,95 \cdot 180 = 171 \text{ МПа}; \quad [\sigma^*] = 1,0 \cdot 170 = 170 \text{ МПа};$$

Для последующих расчетов принимаем меньшее $[\sigma] = 170 \text{ МПа}$, тогда допускаемое напряжение $[\sigma]$ будет равно:

$$[\sigma] = 0,9 \cdot 170 = 153 \text{ МПа};$$

Поправку на коррозию принимаем равной $C=4 \text{ мм}$, т.к. из-за увеличенной влажности в летний период и невыполнимости герметичной изоляции аппарата коррозия доходит до больших значительных размеров. Для защиты применяем покрытие красками ПФ [13, с.7].

Тогда расчетная толщина стенки цилиндрической части будет равна:

$$S = \frac{8,8 \cdot 1,8}{2 \cdot 153 \cdot 1 - 8,8} + 0,004 = 0,058 \text{ м} \quad (4.8)$$

Беря во внимание толщину стенки с учетом лакирующего слоя, дополнительных ветровых нагрузок, веса внутренних устройств, площадок обслуживания, а также учитывая добавку $\Delta S=2 \text{ мм}$, принимаем толщину стенки обечайки по сортаменту одинаковой для верха и низы колонны [13, с.8]:

$$S_{об} = S + \Delta S = 0,058 + 0,002 = 0,06 \text{ м} \quad (4.9)$$

Принимаем ближайшее по сортаменту значение $0,06 \text{ м}$ [13, с.9].

4.2.4 Определение толщины стенки днищ

Для цилиндрических аппаратов, диаметр которых меньше 4 м , применяют эллиптические днища, представленные на рисунке 4.2.

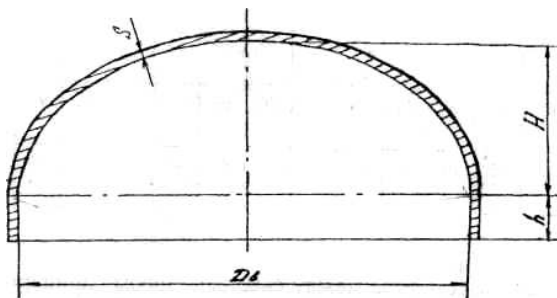


Рисунок 4.2 – Эллиптическое днище

Толщину стенки эллиптического днища устанавливают в его вершине, где поверхность располагает наибольшим радиусом кривизны, по формуле [13, с.10]:

$$S_D = \frac{P_p \cdot R}{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi - 0,5 \cdot P_p} + C \quad (4.10)$$

Где $R = D_B$ и $H = 0,25D_B$.

$$S_D = \frac{8,8 \cdot 1,8}{2 \cdot 153 \cdot 1 - 0,5 \cdot 8,8} + 0,004 = 0,058 \text{ м}$$

Толщина стенки днища равна толщине стенке обечайки (для улучшения условий сопряжения и сварки). Берем во внимание добавку $\Delta S = 2$ мм. Поэтому толщину верхнего и нижнего эллиптических днищ принимаем $S_D = 0,06$ м [13, с.10].

Расстояние между сварным швом приварки опоры и кольцевым сварным швом днища [13, с.11]:

$$h_0 = 0,6S_D + 0,048 = 0,6 \cdot 0,058 + 0,048 = 0,083 \text{ м}$$

4.2.5 Проверка напряжений в нижней части стенки аппарата при проведении гидравлических испытаний

Напряжение в нижней части аппарата определяется по формуле [13, с.12]:

$$\sigma = \frac{P_\Gamma \cdot (D_B + [S-C])}{2 \cdot \varphi \cdot (S-C)} \leq 0,9\sigma_\Gamma \quad (4.11)$$

Где P_Γ – гидравлическое давление в нижней части аппарата с учетом гидростатического, МПа.

$$P_\Gamma = P_{ПР} + H \cdot 10^{-2} \quad (4.12)$$

Где $P_{ПР}$ – пробное давление, МПа;

H – высота столба воды в аппарате, м.

Давление в верхней точке аппарата, находящегося в рабочем помещении, должно быть равно пробному. При испытании вертикальных аппаратов в горизонтальном положении давление принимают равным P_Γ [13, с.13].

Пробное давление рассчитываем по формуле [13, с.13]:

$$P_{ПР} = 1,25 \cdot P_p \cdot \frac{[\sigma]}{[\sigma]_t} \quad (4.13)$$

Где $[\sigma]$ – допускаемое напряжение при нормальной температуре (20°C);
 $[\sigma]_t$ – допускаемое напряжение при расчетной температуре.
 Пробное давление составляет:

$$P_{PP} = 1,25 \cdot 8,8 \cdot \frac{170}{153} = 12,2 \text{ МПа}$$

Высота столба воды в аппарате составляет [13, с.14]:

$$H_B = H_{Ц} + H_{В.д.} + H_{Н.д.} \quad (4.14)$$

Где $H_{Ц}$ – высота цилиндрической части аппарата, м;

$H_{В.д.}$, $H_{Н.д.}$ – высота верхнего и нижнего днищ, м.

Высота днища складывается из высоты выпуклой части днища (для стандартных днищ она равна $0,25 \cdot D_B$) и высоты цилиндрического борта днища [13, с.14].

Тогда,

$$H_{В.д.} = 0,25 \cdot 1,8 + 0,1 = 0,55 \text{ м}$$

$$H_{Н.д.} = 0,25 \cdot 1,8 + 0,1 = 0,55 \text{ м}$$

$$H_B = 17 + 0,55 + 0,55 = 18,1 \text{ м}$$

Итак,

$$P_T = 12,2 + 18,1 \cdot 10^{-2} = 12,381 \text{ МПа}$$

Напряжение в нижней части аппарата [13, с.15]:

$$\sigma = \frac{12,381 \cdot [1,8 + 0,5(0,06 - 0,004)]}{2 \cdot (0,06 - 0,004)} = 112,32 \text{ МПа}$$

$$0,9 \cdot \sigma_T = 0,9 \cdot 270 = 243 \text{ МПа} \quad (4.15)$$

$\sigma_H < 0,9 \cdot \sigma_T$, следовательно, прочность днища обеспечена при гидроиспытаниях. Можно заключить, что аппарат может подвергаться пневмо- и гидроиспытаниям.

4.2.6 Конструкция опоры колонного аппарата

Для сварных стальных аппаратов колонного типа диаметром от 400 до 6000 мм используют опоры цельносварной конструкции, состоящие из цилиндрической или конической опорной обечайки (юбки), фундаментного кольца и укрепляющих элементов (косынок, стоек или опорного пояса). Опору приваривают верхней частью к аппарату, а нижней с помощью опорных болтов,

крепят к фундаменту. Для внутреннего детального осмотра сварных швов и обслуживания фланцевых соединений в обечайке опор предусматривают лазы или окна, представляющие собой круглые или продолговатые вырезы в виде вваренных коротких патрубков. Схожим образом, но только меньших размеров устраивают вентиляционные отверстия. Для колонн диаметром 800 мм и более лазы в опорах должны иметь диаметр не менее 500 мм [13, с.19].

Расчетную нагрузку, испытываемую опорой аппарата, определяют по максимальной силе тяжести его в условиях использования или гидравлического испытания, беря во внимание возможные дополнительные внешние нагрузки.

Ветровой нагрузке подвержены аппараты, установленные на открытой площадке. Согласно ОСТ, расчету подлежат вертикальные аппараты высотой 10 м и более, а также те у которых $H/D > 5$, где H – полная высота аппарата вместе с опорой; D – расчетный диаметр [13, с.19].

Материал деталей, из которых состоит опора, выбираем из условий эксплуатации в условиях Крайнего Севера, с учетом свариваемости, надежности, экономической целесообразности. Предел текучести должен быть выше 200 МПа при $t=20^{\circ}\text{C}$.

Используем основной материал колонного аппарата – сталь 09Г2С, толщиной обечайки опоры $S=60$ мм. Размер фундаментального кольца ОСТ 26-467-72 устанавливает следующие соотношения для внутреннего D_1 и наружного D_2 диаметров опорного кольца [13, с.20]:

$$\begin{aligned} D_1 &= (0,9 \div 0,95) \cdot (D_H) \\ D_2 &= (1,08 \div 1,18) \cdot (D_H) \end{aligned} \quad (4.17)$$

Где $D_H=1,92$ м – наружный диаметр аппарата, м.

Толщину фундаментального кольца принимают не менее 12 мм.

$$\begin{aligned} D_1 &= 0,925 \cdot 1,92 = 1,776 \text{ м} \\ D_2 &= 1,1 \cdot 1,92 = 2,1 \text{ м} \end{aligned}$$

Высоту опорных лап выбираем в пределах [13, с.21]:

$$\begin{aligned} 0,015 \cdot H_1 &> h > 0,01 \cdot H_1 + 0,05 \\ 0,015 \cdot 19,7 &> h > 0,01 \cdot 19,7 + 0,05 \\ 0,2955 &> h > 0,22 \end{aligned} \quad (4.18)$$

Где H_1 –общая высота аппарата, включая высоту опорной обечайки, м.

Примем: $h=0,24$ м.

4.2.7 Определение веса аппарата

Находим максимальный вес аппарата по формуле [13, с.39]:

$$G_{MAX} = G_{MET} + G_{ИЗОЛ.Ц} + G_{ИЗОЛ.ДН} + G_{ВОД} \quad (4.19)$$

Вес цилиндрической части аппарата определяем по формуле [13, с.38]:

$$G_{Ц} = \pi / 4 \cdot (D_H^2 - D_B^2) \cdot H_{Ц} \cdot \rho_{MET} \quad (4.20)$$

Где D_H, D_B - соответственно наружный и внутренний диаметры аппарата;

$H_{Ц}$ -высота цилиндрической части аппарата, м;

$\rho_{MET} = 7500 \text{ кг/м}^3$ - плотность металла [13, с.37].

$$G_{Ц} = \frac{3,14}{4} \cdot (1,92^2 - 1,8^2) \cdot 14,5 \cdot 7500 = 38108,6 \text{ кг}$$

Поверхность эллиптического днища, его вес и объем жидкости принимаем:
 $F=4,02 \text{ м}^2$; $G_{ДН}=1782 \text{ кг}$; $V=0,992 \text{ м}^3$ [13, с.75].

Общий вес аппарата:

$$G_{ОБЩ} = G_{Ц} + 2G_{ДН} = 38108,6 + 2 \cdot 1782 = 41672,6 \text{ кг} \quad (4.21)$$

Вес люков, штуцеров, опорно-распределительной решетки и других внутренних устройств принимаем равным 10-20% веса металла [13, с.38].

Общий вес металла аппарата составит:

$$G_{MET} = 1,15 \cdot G_{ОБЩ} = 1,15 \cdot 41672,6 = 57923,9 \text{ кг} \quad (4.22)$$

Вес наружной изоляции определяется по формуле [13, с.38]:

$$G_{ИЗОЛ} = G_{ИЗОЛ.Ц} + 2G_{ИЗОЛ.ДН} \quad (4.23)$$

Где $G_{ИЗОЛ.Ц}, G_{ИЗОЛ.ДН}$ вес изоляции на цилиндрической части и днища аппарата, определяется по формулам [13, с.38]:

$$G_{ИЗОЛ.Ц} = \pi \cdot D_H \cdot H_{Ц} \cdot \delta_{ИЗОЛ} \cdot \rho_{ИЗОЛ} = 3,14 \cdot 1,92 \cdot 14,5 \cdot 0,1 \cdot 550 = 4808 \text{ кг} \quad (4.24)$$

$$G_{ИЗОЛ.ДН} = F_{ДН} \cdot \delta_{ИЗОЛ} \cdot \rho_{ИЗОЛ} = 4,02 \cdot 0,1 \cdot 550 = 221,1 \text{ кг} \quad (4.25)$$

Где $\delta_{ИЗОЛ}$ - толщина изоляции;

$\rho_{\text{ИЗОЛ}}$ - плотность изоляции [13, с.37].

Общий вес наружной изоляции:

$$G_{\text{ИЗОЛ}} = 4808 + 2 \cdot 221,1 = 5250,2 \text{ кг}$$

Вес воды в аппарате (при гидроиспытании) может быть определен по формуле [13, с.39]:

$$G_{\text{ВОД}} = V_{\text{ВОД}} \cdot \rho_{\text{ВОД}} = V_{\text{ВОД}} \cdot \rho_{\text{ВОД}} + 2V_{\text{ВОД}} \cdot \rho_{\text{ВОД}} = \pi \cdot D_{\text{ВН}}^2 / 4 \cdot H_{\text{Ц}} \cdot \rho_{\text{ВОД}} + 2V_{\text{ВОД}} \cdot \rho_{\text{ВОД}} = \\ = (3,14 \cdot 1,8^2) / 4 \cdot 14,5 \cdot 1000 + 2 \cdot 0,992 \cdot 1000 = 38863,3 \text{ кг} \quad (4.26)$$

Максимальный вес аппарата найдем по формуле (3.19):

$$G_{\text{МАХ}} = 57923,9 + 4808 + 221,1 + 38863,3 = 101813,3 \text{ кг} = 1018133 \text{ Н} = 1,02 \text{ МН}$$

4.2.8 Ветровая нагрузка

Расчетная схема для определения ветровых нагрузок, воздействующих на колонну, приведена на рисунке 4.3. Аппарат по высоте условно разбит на произвольные участки. Высота каждого участка должна быть не более 10 м. Центр тяжести каждого участка расположен в его середине, расстояние от которого до основания аппарата равно k_i . К этой же точке прикладывают направленную силу, которая заменяет равномерно распределенную по высоте участка ветровую нагрузку.

В нашем случае колонну разобьем условно по высоте на 3 участка:

$$h_1=5 \text{ м}; h_2=5 \text{ м}; h_3=9,7 \text{ м}.$$

Расположим центр тяжести каждого участка в его середине, и определим расстояние центра тяжести каждого участка от основания аппарата (x_i) [13, с.41]:

$$x_1 = h_1/2 = 5/2 = 2,5 \text{ м} \quad (4.27)$$

$$x_2 = h_1+h_2/2 = 5+5/2 = 7,5 \text{ м} \quad (4.28)$$

$$x_3 = h_1+h_2+h_3/2 = 5+5+9,7/2 = 14,85 \text{ м} \quad (4.29)$$

К точке центра тяжести приложим сосредоточенную силу (P_i), заменяющую распределенную по высоте участка ветровую нагрузку.

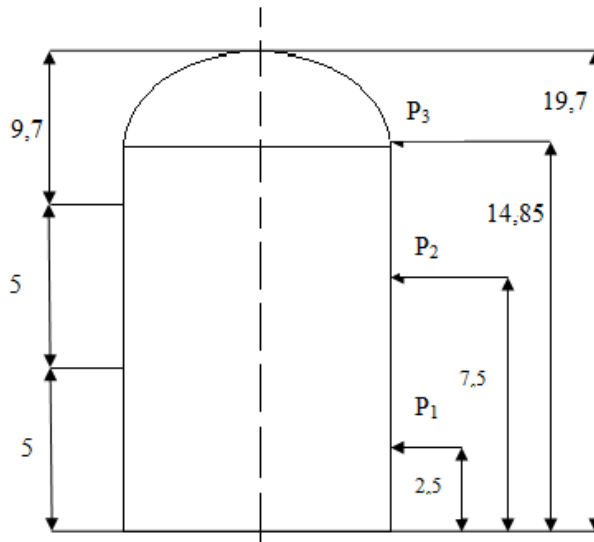


Рисунок 4.3 – Схема ветровых нагрузок, действующих на аппарат

Расчетная ветровая нагрузка на каждый участок определяется по формуле [13, с.41]:

$$P_i = K \cdot q_i \cdot \beta_i \cdot S_i \quad (4.30)$$

Где K – аэродинамический коэффициент (для цилиндрического корпуса $K=0,6-0,7$ [13, с.42];

q_i – нормативный скоростной напор ветра для середины i -го участка аппарата на высоте x_i от уровня земли, Па;

β_i – коэффициент увеличения скоростного напора, учитывающий динамическое воздействие порывов ветра;

S_i – площадь наибольшего осевого сечения участка, m^2 ; для цилиндрических аппаратов $S_i = D_i \cdot h_i$, где D_i – наружный диаметр участка с учетом изоляции, м; h_i – высота участка, м [13, с.42].

$$S_1 = S_2 = 10,6 \text{ м}^2$$

$$S_3 = 15,84 \text{ м}^2$$

Нормативный скоростной напор ветра определяют по формуле [13, с.42]:

$$q_i = q_0 \cdot Q_i \quad (4.31)$$

Где q_0 – нормативный скоростной напор ветра для высоты над поверхностью земли до 10 м (в п. Ямбург $q_0=350$ Па) [14, с.141];

$Q_i = (x_i/10)^{0,16}$ – коэффициент, учитывающий возрастание скоростного напора с увеличением высоты x_i над поверхностью земли.

$$q_1 = 350 \cdot (2,5/10)^{0,16} = 280,37 \text{ Па}$$

$$q_2 = 350 \cdot (7,5/10)^{0,16} = 334,25 \text{ Па}$$

$$q_3 = 350 \cdot (14,85/10)^{0,16} = 372,85 \text{ Па}$$

Коэффициент увеличения скоростного напора β_i определяем по формуле [13, с.43]:

$$\beta_i = 1 + \varepsilon m_i \quad (4.32)$$

Где ε – коэффициент динамичности;

m_i – коэффициент пульсации скоростного напора ветра (зависит от высоты x_i от уровня земли) [13, с.44].

$m_1=0,35$; $m_2=0,35$; $m_3=0,35$.

Коэффициент динамичности ε находят по графику в зависимости от периода собственных колебаний аппарата T (с) [13, с.45].

Для аппаратов постоянного сечения [13, с.45]:

$$T = 1,79 \cdot H \cdot \sqrt{\frac{Q_2}{g} \cdot \left(\frac{H}{I \cdot E_t} + 4 \cdot \varphi_0 \right)} \quad (4.33)$$

Где H – полная высота аппарата с опорой, м;

Q_2 – максимальный вес аппарата, МН;

g – ускорение свободного падения ($9,81 \text{ м/с}^2$);

E_t – модуль продольной упругости материала аппарата при расчетной температуре, МПа;

I – экваториальный момент инерции площади поперечного сечения стенки корпуса аппарата относительно центральной оси, м^4 .

φ_0 – угол поворота опорного сечения фундамента под действием единичного момента, $(\text{МН} \cdot \text{м})^{-1}$ [13, с.46]:

$$\varphi_0 = \frac{1}{C_\varphi \cdot I_\varphi} = \frac{1}{100 \cdot 0,88} = 0,0114 (\text{МН} \cdot \text{м})^{-1} \quad (4.34)$$

Где C_φ – коэффициент упругого неравномерного сжатия грунта, принимаем $C_\varphi=100 \text{ МН/м}^3$ [13, с.47];

I_φ – экваториальный момент инерции площади подошвы относительно центральной оси.

$$I_\varphi = 0,065 \cdot D^4 = 0,065 \cdot 1,92^4 = 0,88 \text{ м}^4 \quad (4.35)$$

Модуль продольной упругости для углеродистой стали равен

$E=1,98 \cdot 10^5 \text{ МПа}$ [13, с.74].

Экваториальный момент инерции площади поперечного сечения стенки корпуса аппарата относительно центральной оси [13, с.47]:

$$I = \pi/64 \cdot (D_H^4 - D_B^4) = 3,14/64 \cdot (1,92^4 - 1,8^4) = 0,1 \text{ м}^4 \quad (4.36)$$

Поскольку в нашем случае постамент отсутствует, то: $H=H_1=19,7\text{м}$

Теперь мы имеем все данные для определения периода собственных колебаний аппарата:

$$T = 1,79 \cdot 17 \cdot \sqrt{\frac{1,02}{9,81} \cdot \left(\frac{19,7}{0,1 \cdot 1,98 \cdot 10^5} + 4 \cdot 0,0114 \right)} = 2,1\text{с}$$

По графику находим, что $\varepsilon = 2,8$ [13, с.49].

$$\beta_1 = \beta_2 = \beta_3 = 1 + 2,8 \cdot 0,35 = 1,98$$

Ветровые нагрузки, действующие на аппарат равны:

$$P_1 = 0,6 \cdot 280,37 \cdot 1,98 \cdot 10,6 = 3530,64 \text{ Н}$$

$$P_2 = 0,6 \cdot 334,25 \cdot 1,98 \cdot 10,6 = 4209,14 \text{ Н}$$

$$P_3 = 0,6 \cdot 372,85 \cdot 1,98 \cdot 15,84 = 7016,3 \text{ Н}$$

Изгибающий момент от напора ветра в любом расчетном сечении на высоте x_0 от основания аппарата или постамента вычисляется по формуле:

$$M_B = \sum_{i=1}^{n_0} P_i (x_i - x_0) \quad (4.37)$$

Для расчетной схемы (рисунок 4.3):

$$M_B = P_1 \cdot x_1 + P_2 \cdot x_2 + P_3 \cdot x_3 \quad (4.38)$$

$$M_B = 144587,2 \text{ Н} \cdot \text{м} = 0,144 \text{ МН} \cdot \text{м}$$

Большинство колонных аппаратов оборудовано металлоконструкциями, поэтому изгибающий момент M_B в расчетном сечении на высоте x_0 от основания при наличии на аппарате «m» обслуживающих площадок находят по формуле [13, с.50]:

$$M'_B = M_B + \sum_{i=1}^{m_0} M_{B_i} \quad (4.39)$$

Где m_0 – число обслуживающих площадок, расположенных выше расчетного сечения;

M_{B_i} – изгибающий момент в расчетном сечении от ветрового напора на одну площадку.

$$M_{B_i} = 1,4\beta_i q_i \sum f_i (x_{ni} - x_0) \quad (4.40)$$

У основного аппарата $x_0=0$ и

$$M_{B_i} = 1,4\beta_i q_i x_{ni} \sum f_i \quad (4.41)$$

Где x_{ni} – высота расположения обслуживающей площадки;

$\sum f$ – сумма проекций всех элементов площадки, размещенных вне зоны аэродинамической тени, m^3 , зависит от конструкции и размеров обслуживающих площадок.

С небольшой погрешностью можно принять [13, с.50]:

$$\sum f = 0,35 \cdot D_{ni} \cdot h_{ni} \quad (4.42)$$

Где D_{ni} – диаметр аппарата на участке площадки;

h_{ni} – высота площадки, м. При высоте аппарата менее 20 м, принимают $h_{ni}=1$ м.

Тогда:

$$\sum f = 0,35 \cdot 1,92 \cdot 1 = 0,672 \text{ м}^2$$

Расчет скоростного напора ветра и изгибающих моментов от ветрового напора на одну площадку приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Расчетные значения скоростных напоров и изгибающих моментов

№ площадки	1	2	3
q_i , Па	280,37	334,25	372,85
x_{ni} , м	8	14,9	17,6
M_{B_i} , Н·м	4178,2	9277,3	17113,4

$$\sum M_B = 30568,9H \cdot m = 0,03MH \cdot m$$

$$M'_B = 0,144 + 0,03 = 0,174MH \cdot m$$

4.2.9 Проверка прочности фундамента

Состояние опорной поверхности аппарата является наиболее напряженным при общем действии ветрового момента и максимального веса аппарата.

Наибольшее напряжение на опорной поверхности фундаментального кольца определяют по формуле [13, с.52]:

$$\sigma = \frac{Q_2}{F} + \frac{M_B}{W} \quad (4.43)$$

Где F – опорная площадь фундаментального кольца;
 W – Момент сопротивления изгибу опорной площади фундаментального кольца.

$$F = \pi/4 \cdot (D_2^2 - D_1^2) = 0,785 \cdot (2,1^2 - 1,776^2) = 0,99 \text{ м}^2 \quad (4.44)$$

$$W = \pi/32 \cdot (D_2^4 - D_1^4 / D_2) = 3,14/32 \cdot (2,1^4 - 1,776^4 / 1,92) = 0,48 \text{ м}^2 \quad (4.45)$$

$$\sigma = \frac{1,02}{0,99} + \frac{0,174}{0,48} = 1,355 \text{ МПа}$$

В качестве материала фундамента принимаем бетон марки 200, допустимое напряжение на сжатие которого равно 8 МПа.

$$\sigma < 8 \text{ МПа}$$

Следовательно, выбранные размеры поверхности опорного кольца обеспечивают прочность фундамента.

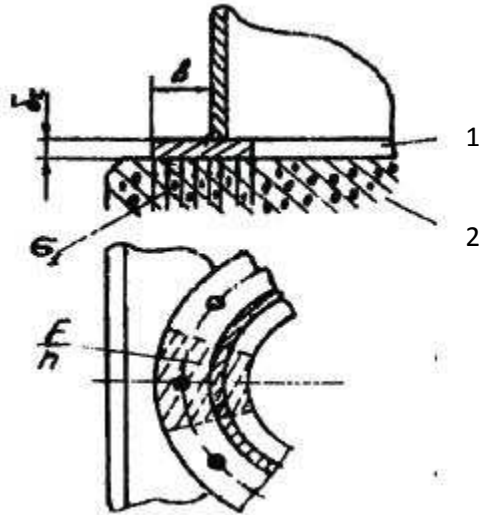
4.2.10 Определение толщины фундаментального кольца

Усилия, породившие напряжения σ_2 , изгибают выступающие части фундаментного кольца. Из условий прочного сопротивления изгибу вычисляют толщину фундаментного кольца по формуле [13, с.53]:

$$\delta_k = B \sqrt{3\sigma_2 / \sigma} \quad (4.46)$$

Где B – ширина выступающей части фундаментного кольца, m ;

σ – напряжения в кольце, которое можно принять равным нормативному допустимому напряжению при 20°C [13, с.53].



1 – опорное кольцо, 2 – фундамента
Рисунок 4.4 – Схема расчета фундаментного кольца

Согласно рисунку 4.4:

$$B = (D_2 - D_H^0) / 2 \quad (4.47)$$

Где $D_H^0 = D_H + 2S$ - наружный диаметр опорной обечайки.

$$D_H^0 = 1,92 + 2 \cdot 0,06 = 2,04 \text{ м}$$

$$B = (2,1 - 2,04) / 2 = 0,03 \text{ м}$$

Примем $\sigma = [\sigma] = 140 \text{ МПа}$ [13, с.53], тогда:

$$\delta_k = 0,03 \sqrt{3 \cdot 1,355 / 140} = 0,01 \text{ м}$$

4.2.11 Расчет аппарата на устойчивость

Ветровые усилия стремятся опрокинуть аппарат, поэтому необходима проверка его на устойчивость. Если устойчивость недостаточна, следует укрепить аппарат на фундаменте болтами. Аппарат наименее устойчив под действием ветровой нагрузки, когда вес его наименьший.

Коэффициент устойчивости аппарата определяют по формуле [13, с.54]:

$$y = \frac{M_Q}{M_B} = \frac{Q_1 \cdot R_1}{M_B} \quad (4.48)$$

Где M_Q – момент от собственного веса аппарата относительно точки опрокидывания, МН·м;

Q_1 – минимальный вес аппарата, МН;

R_1 – плечо силы Q_1 (расстояние от оси аппарата до точки опрокидывания), принимаем равным $0,42 \cdot D_H$.

Установка фундаментальных болтов необходима, когда $y < 1,5$ [13, с.54].

$$R_1 = 0,42 \cdot 1,92 = 0,8 \text{ м}$$
$$y = 0,2 \cdot 0,8 / 0,174 = 1,03 < 1,5$$

Следственно, монтаж фундаментных болтов потребна. Фундаментные болты, назначенные для обеспечения устойчивости аппарата, рассчитывают на прочность. Для этого определяем минимальное напряжение на опорную поверхность фундаментного кольца [13, с.54]:

$$\sigma_1 = \frac{Q_1}{F} + \frac{M_B}{W} = \frac{0,2}{0,99} - \frac{0,174}{0,48} = -0,12 \text{ МПа} \quad (4.49)$$

Если $\sigma_1 \geq 0$ и $y > 1,5$, фундаментные болты ставят для фиксации аппарата. Отрицательное значение σ_1 свидетельствует об отрыве фундаментного кольца от фундамента. Отрыв предотвращают фундаментные болты, которые при этом работают на растяжение [13, с.55].

В нашем случае $\sigma_1 < 0$, следовательно, расчет фундаментных болтов необходим.

Нагрузку на более нагруженный болт P_σ примерно (с небольшим запасом) определяем из следующих выводов. При числе фундаментных болтов n , на каждый из них передается растягивающая нагрузка, приходящаяся на площадь F/n фундаментного кольца. Растягивающее напряжение равно σ_1 , следовательно, максимальную нагрузку на один болт принимаем равной [13, с.55]:

$$P_\delta = \sigma_1 \frac{F}{n} = 0,12 \frac{0,99}{8} = 0,014 \text{ Мн} \quad (4.50)$$

Из условия прочности на растяжение определяем внутренний диаметр резьбы фундаментного болта [13, с.55]:

$$d_\delta = \sqrt{\frac{4P_\delta}{\pi[\delta]}} + C = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,014}{3,14 \cdot 140}} + 0,003 = 0,014 \text{ м} \quad (4.51)$$

Где $[\delta] = 140$ МПа – допускаемое напряжение на растяжение, которое принимаем равным нормативному допускаемому напряжению при 20°C ;

$C = 0,003$ м – прибавка на атмосферную коррозию [13, с.55].

С учетом рекомендаций принимаем число болтов 8, диаметр фундаментных болтов 34 мм.

4.2.12 Расчет сварного шва, соединяющего опорную часть с аппаратом

Напряжения в сплошном сварном шве, крепящем корпус аппарата к цилиндрической опорной части определяем по формуле [14, с.146]:

$$\sigma_c = \frac{Q_2}{f_c} + \frac{M'}{W_c} \quad (4.52)$$

Где f_c - площадь опорного сечения сварного шва, m^2 ;

W_c - момент сопротивления сварного шва изгибу, m^3 ;

M' - изгибающий момент относительно сечения сварного шва. При его определении учитываем только те ветровые нагрузки, которые действуют выше сварного шва.

При толщине опорной обечайки S и диаметре аппарата D_H [14, с.147]:

$$f_c = \pi D_H \cdot 0,7 \cdot S = 3,14 \cdot 1,92 \cdot 0,7 \cdot 0,06 = 0,25 m^2 \quad (4.53)$$

$$W_c = 0,8 \cdot 0,7 \cdot S \cdot D_H^2 = 0,8 \cdot 0,7 \cdot 0,06 \cdot 1,92^2 = 0,12 m^3 \quad (4.54)$$

$$\sigma_c = \frac{1,02}{0,25} + \frac{0,174}{0,12} = 5,32$$

Напряжения в сварном шве не должно превышать при работе на срез $0,8 \cdot [\sigma]$, где $[\sigma]$ – допустимое напряжение растяжения для основного металла [14, с.148].

В нашем случае $[\sigma]=153$ МПа, тогда $0,8 \cdot 153=122,4$ МПа.

Следовательно, $5,32 < 122,4$ – условие прочности выполнено.

4.2.13 Проверка устойчивости формы в сжатой зоне стенки цилиндрической опорной части и корпуса аппарата

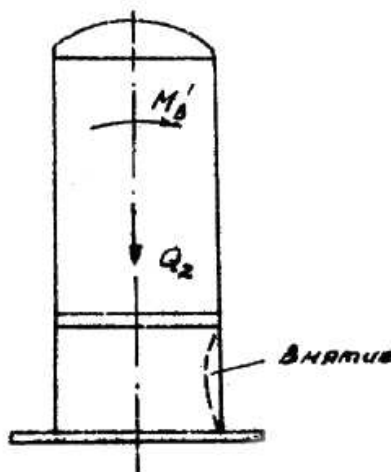


Рисунок 4.5 – Схема нагрузок, действующих на вертикальный аппарат

Неизменность формы опорной части проверяем, как для цилиндрической обечайки, под действием осевой сжимающей силы $Q=Q_2$ и изгибающего момента M'_B .

Для достижения устойчивости должно быть выполнено условие [13, с.58]:

$$\frac{Q_2}{Q_{доп}} + \frac{M'_B}{M_{доп}} < 1 \quad (4.55)$$

Где Q – допускаемая осевая сжимающая сила;
 $M_{доп}$ – допускаемый изгибающий момент.

$$Q_{доп} = \pi \cdot D \cdot (s - c) \cdot \phi_c \cdot [\sigma] \quad (4.56)$$

Где ϕ_c – коэффициент уменьшения допускаемого напряжения.

Величину его определяют по вытекающей зависимости [13, с.59]:

$$\text{При } \frac{D}{2 \cdot (s - c)} < 0,18 \cdot \frac{E}{\sigma_T}$$

$$\phi_c = \frac{1}{1 + 23 \cdot \left[\frac{\sigma_T}{E} \cdot \frac{D}{2 \cdot (s - c)} \right]^2} \quad (4.57)$$

$$\frac{D}{2 \cdot (s - c)} = \frac{1,92}{2 \cdot (0,06 - 0,004)} = 17,1$$

$$0,18 \cdot \frac{E}{\sigma_T} = 0,18 \cdot \frac{1,98 \cdot 10^5}{240} = 148,5$$

$17,1 < 148,5$, следовательно, коэффициент уменьшения допускаемого напряжения будет равен:

$$\phi_c = \frac{1}{1 + 23 \cdot \left[\frac{240}{198000} \cdot 17,1 \right]^2} = 0,99$$

$$Q_{доп} = 3,14 \cdot 1,92 \cdot 0,056 \cdot 0,99 \cdot 140 = 46,8 \text{ Мн}$$

Допускающий изгибающий момент [13, с.61]:

$$M_{\text{дон}} = 0,785 \cdot \phi_u \cdot \sigma_{\text{дон}} \cdot (s - c) \cdot D^2 \quad (4.58)$$

Коэффициент уменьшения допускаемого напряжения [13, с.62]:

$$\phi_u = \frac{1}{1 + 15,3 \cdot \left[\frac{\sigma_m}{E} \cdot \frac{D}{2 \cdot (s - c)} \right]^2} \quad (4.59)$$

$$\phi_u = \frac{1}{1 + 15,3 \cdot \left[\frac{240}{198000} \cdot 17,1 \right]^2} = 0,99$$

Тогда:

$$M_{\text{дон}} = 0,785 \cdot 0,99 \cdot 140 \cdot 1,92^2 \cdot 0,056 = 22,5 \text{ МН} \cdot \text{м}$$

$$\frac{1,02}{46,8} + \frac{0,156}{22,5} = 0,026 < 1$$

Следственно, устойчивость формы опорной части аппарата обеспечивается.
Нижнее сечение

$$\phi_c = \frac{1}{1 + 23 \cdot \left[\frac{204}{198000} \cdot 17,1 \right]^2} = 0,99$$

$$Q_{\text{дон}} = 3,14 \cdot 1,92 \cdot 0,056 \cdot 0,99 \cdot 120 = 40,1 \text{ Мн}$$

$$\phi_u = \frac{1}{1 + 15,3 \cdot \left[\frac{204}{198000} \cdot 17,1 \right]^2} = 0,99$$

Тогда:

$$M_{\text{дон}} = 0,785 \cdot 0,99 \cdot 120 \cdot 1,92^2 \cdot 0,056 = 19,25 \text{ МН} \cdot \text{м}$$

$$\frac{1,02}{40,1} + \frac{0,174}{19,25} = 0,033 < 1$$

Следовательно, устойчивость формы нижней части аппарата обеспечивается.

4.3 Специальная часть

Расчет фланцевых соединений включает в себя расчет болтов, расчет фланцев и выбор прокладок.

Исходные данные для расчета получены в процессе технологического расчета аппарата. Рабочие условия: максимальная температура 30°C, давление 8 МПа. Материал фланца 09Г2С соответствует материалу корпуса аппарата $D_y=400$ мм – диаметр условного прохода (см. технологическую часть).

Принимаем основные размеры фланца и размеры уплотнительной поверхности [15, с.5].

Находим основные размеры фланца (см. рис.4.6):

$D_\phi = 0,715$ м – диаметр фланца;

$D_6 = 0,620$ м – диаметр болтовой окружности;

$D_1 = 0,560$ м;

$D_s = 0,510$ м – диаметр втулки фланца;

$h = 0,076$ м – толщина тарелки фланца;

$H = 0,200$ м – высота фланца;

$h_1 = 0,004$ м.

Болты М48 в количестве 16 штук.

Принятые размеры стандартного фланца проверяем расчетом на рабочие условия.

Нагрузку на болты фланцевого соединения, находящегося под давлением среды, определяют по формуле [15, с.6]:

$$Q_6 = P \cdot \pi \cdot D_n^2 / 4 + P \cdot m \cdot \pi \cdot D_n \cdot 2 \cdot b \quad (4.60)$$

Где Q_6 – общая нагрузка на шпильки, МН;

D_n – средний диаметр прокладки, м;

P – рабочее давление среды, МПа;

m – коэффициент удельного давления на прокладку, показывающий во сколько раз удельное давление должно быть больше внутреннего давления, чтобы условие герметичности было выполнено;

b – расчетная ширина прокладки, которую принимают в зависимости от конструкции прокладки и уплотнительных поверхностей, м.

В качестве материала прокладки принимаем паронит: $m = 2,75$; удельное давление $q_n=30$ МПа; $b=0,009$ м [15, с.6].

$$Q_6 = 8 \cdot 3,14 \cdot 0,48^2 / 4 + 8 \cdot 2,75 \cdot 3,14 \cdot 0,48 \cdot 2 \cdot 0,009 = 2,04 \text{ МН}$$

Нагрузку на болты фланцевого соединения, не находящегося под давлением среды, обеспечивающую начальное смятие прокладки для надежной герметичности, находим по формуле [15, с.7]:

$$Q'_6 = \pi \cdot D_n \cdot b \cdot q_n = 3,14 \cdot 0,48 \cdot 0,009 \cdot 30 = 0,4 \text{ МН} \quad (4.61)$$

Усилие, растягивающее болты и возникающее вследствие температурного расширения фланцевого соединения, может быть определено по формуле [15, с.7]:

$$Q'_6 = E \cdot \alpha \cdot (t_6 - t_6) \cdot F_6 \quad (4.62)$$

Где E – модуль упругости, МПа, $E = 1,98 \cdot 10^5$ МПа [12, с.153];

α – температурный коэффициент линейного расширения, $^{\circ}\text{C}^{-1}$, $\alpha = 11,1 \cdot 10^{-6}$ $^{\circ}\text{C}^{-1}$ [12, с.152];

t_6 – температура фланца, $^{\circ}\text{C}$, принимается равной температуре среды в аппарате;

t_6 – температура болтов, $^{\circ}\text{C}$; соответствует $0,95 \cdot t_6$ для неизолированных болтов;

$F_6 = n \cdot 0,785 \cdot d_6^2$ – площадь сечения шпилек на участке без резьбы, м^2 , где d_6 – диаметр резьбы болта, м [15, с.8].

$$F_6 = 20 \cdot 0,785 \cdot 0,048^2 = 0,036 \text{ м}^2$$

$$Q'_6 = 1,98 \cdot 10^5 \cdot 11,1 \cdot 10^{-6} \cdot (30 - 0,95 \cdot 30) \cdot 0,036 = 0,11 \text{ МН}$$

Суммарная расчетная болтовая нагрузка составит [15, с.8]:

$$Q_{6p} = Q'_6 + Q'_6 = 0,4 + 0,11 = 0,51 \text{ МН} \quad (4.63)$$

Допускаемая нагрузка на один болт равна [15, с.9]:

$$q_6 = \pi / 4 \cdot (d_1 - c_1)^2 \cdot [\sigma] \quad (4.64)$$

Где d_1 – внутренний диаметр резьбы шпильки, м ($d_1 = 41,505$ мм) [15, с.20];

c_1 – конструктивная прибавка (для болтов из углеродистой стали $c_1 = 0,002$ м);

$[\sigma]$ – допускаемое напряжение, МПа ($[\sigma] = 128$) [15, с.9].

$$q_6 = 3,14 / 4 \cdot (0,0415 - 0,002)^2 \cdot 128 = 0,156 \text{ МН}$$

Число болтов определим по формуле [15, с.10]:

$$n = Q_{6p} / q_6 = 0,51 / 0,156 = 4,2 \quad (4.65)$$

Округлим в большую сторону до числа кратного четырем, получим $n = 8$.

Тогда нагрузка, воспринимаемая болтами, будет равна [15, с.10]:

$$Q_{6m} = n \cdot q_6 = 8 \cdot 0,156 = 1,248 \text{ МН} \quad (4.66)$$

Рассчитываем фланец на условную нагрузку [15, с.10]:

$$Q_{\text{бф}} = (Q_{\text{бр}} + Q_{\text{бм}})/2 \quad (4.67)$$

Значит:

$$Q_{\text{бф}} = (0,51+1,248)/2 = 0,884\text{МН}$$

Фланцы цельного вида определяют под действием силы $Q_{\text{бф}}$ на изгиб как консольную балку по опасным сечениям АВ и ВС (рис. 4.6). Рассчитываем напряжение изгиба σ_{AB} и σ_{BC} в указанных сечениях. Эти напряжения не должны превышать допускаемых напряжений [15, с.14]:

$$\sigma_{\text{AB}} \leq [\sigma] \text{ и } \sigma_{\text{BC}} \leq [\sigma]$$

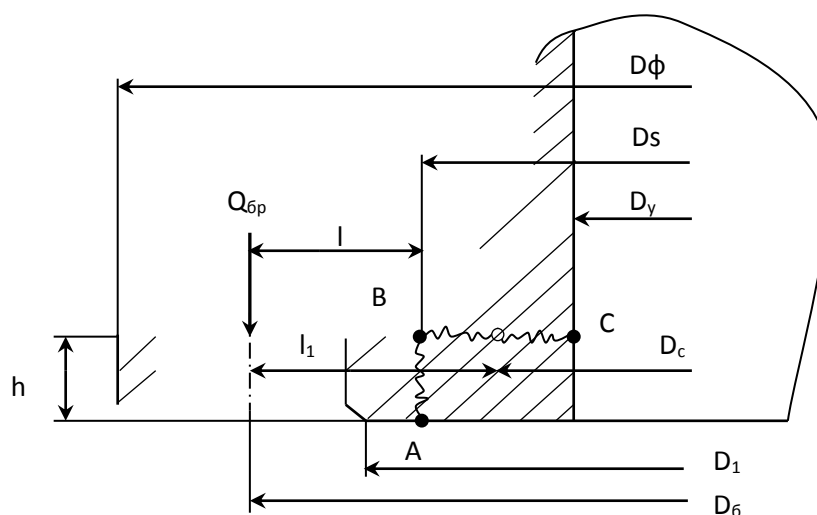


Рисунок 4.6 – Схема расчета фланца цельного типа

Напряжение на изгиб в сечении АВ равно [15, с.15]:

$$\sigma_{\text{AB}} = \frac{6 \cdot Q_{\text{бф}} \cdot l}{\pi \cdot D_s \cdot h_0^2} \quad (4.68)$$

Где $l = 0,5 \cdot (D_6 - D_s)$ – плечо силы $Q_{\text{бф}}$; $h_0 = h + h_1$.

Напряжение изгиба в сечении ВС равно [15, с.16]:

$$\sigma_{\text{BC}} = \frac{2,4 \cdot Q_{\text{бф}} \cdot l_1}{\pi \cdot D_c \cdot S_1^2} \quad (4.69)$$

Где $l_1 = 0,5 \cdot (D_6 - D_c)$ – плечо силы $Q_{\text{бф}}$.

$$D_C = (D_S + D_Y)/2 = (0,510 + 0,4)/2 = 0,455 \text{ м} \quad (4.70)$$

Получим:

$$\sigma_{AB} = \frac{6 \cdot 0,884 \cdot 0,055}{3,14 \cdot 0,510 \cdot 0,08^2} = 28,46 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{BC} = \frac{2,4 \cdot 0,884 \cdot 0,08}{3,14 \cdot 0,455 \cdot 0,055^2} = 47,5 \text{ МПа}$$

Допускаемое напряжение для 09Г2С при температуре 30°С равно 153 МПа. σ_{AB} и $\sigma_{BC} < 153$ МПа, следовательно, размеры и материалы фланца выбраны верно.

4.4 Эксплуатация основного оборудования

4.4.1 Описание абсорбера

Абсорбер представляет из себя цилиндрическую вертикально расположенную оболочку высокого давления с юбочной опорой. Во внутренней части абсорбера установлены тарелки, отбойник и фильтрующие элементы. Для внутреннего осмотра оборудования и выполнения ТО предусмотрены люки и ступеньки. Для проверки уровня ДЭГа в абсорбере установлен уровнемер, для проверки давления и температуры аппарат оборудован следующими приборами КИП и А. [8]

Абсорбер оснащен множеством патрубков, штуцеров и отводов, которые в свою очередь располагают назначениями, такими как вход/выход газа, вход/выход ДЭГа, слив гликоля в емкость, для колонки уровнемера, для установки манометров, для датчиков давления, для установки термометров, для установки датчиков температуры, а также, для замеров перепада давления и дренажа конденсата в сборник.

4.4.2 Безопасная эксплуатация установки осушки природного газа

Для предупреждения основания в технологических системах взрывоопасных смесей на установке должны следовать следующим требованиям [5]:

- снабжение предельной герметичности оборудования и коммуникаций;
- присутствие сигнализации и блокировок, предотвращающих развитие аварийных ситуаций, а также присутствие ПАЗ взрывоопасных технологических процессов, предотвращающих создание взрывоопасной среды в технологическом оборудовании при всех вероятных порядках его работы, а также обеспечить безопасную остановку производства при вероятной аварийной ситуации;

- снабжение своевременного осмотра сосудов, функционирующих под давлением;
- снабжение технического сервиса и своевременного ремонта теплообменного, колонного, насосного оборудования в соответствии с инструкцией заводов-изготовителей;
- следование норм технологического процесса;
- высококвалифицированная специальная подготовка персонала;
- присутствие средств обнаружения и сигнализации пропусков вредных и опасных сред;
- применение электрооборудования, средств КИП и А, освещения, сигнализации во взрывозащищенном исполнении;
- присутствие системы сброса углеводородов от ПК в факельную систему;
- присутствие дренажной системы продуктов из аппаратов и насосов;
- использование инертных газов (азота) для вытеснения горючих паров и газов. Контроль за содержанием кислорода при продувках.

В таблице А.1 приложения показаны возможные неполадки технологического процесса, их причины и способы ликвидации в системе осушки газа и регенерации ДЭГа.

4.4.3 Пуско-наладочные работы и запуск установки

Все продувочные, дренажные, пробоотборные вентили и задвижки, арматура обвязки входных и промежуточных сепараторов, абсорберов, всех технологических блоков, сброса газа на факел и на свечу должны быть закрыты. Все заправочные емкости (ДЭГа, хим.реагентов) должны быть заполнены до верхнего указателя уровня, дренажные емкости должны быть опорожнены. Провести по очередную продувку газом входных сепараторов, трубопроводов, вместе с компрессорами, газоохладителей и промежуточных сепараторов компрессорной линии, абсорберов, объемная доля кислорода не должна превышать 1%. Включить установку компрессора импульсного воздуха, воздуха КИП и А. Все предохранительные клапаны должны быть опломбированы после настройки и снабжены бирками с указанием давления настройки, датой последней и последующей тарировок [5].

Подготовка газа по входу на установку.

По приему природного газ сеноманской залежи Заполярного месторождения с кустов скважин нужно открыть шаровые краны КШ-405, КШ-406, КШ-407, КШ-408. Закрыть задвижки ЗК-9, ЗК-10. При температуре наружного воздуха ниже 5°С включить в работу змеевики обогрева приемных сепараторов, открыв вентили подвода антифриза от системы теплоснабжения. Проверить настройку датчиков уровня:

- нижний уровень – 450 мм;
- верхний уровень – 800 мм.

Пуск компрессорной линии.

1. Автоматический пуск компрессорной линии на режим «Рециркуляция» производится по команде машиниста с пульта управления компрессорной линии. Автоматический пуск компрессорной линии возможен при выполнении предпусковых условий (высвечивается сообщение «Линия готова к пуску»).

2. Уровень масла в маслобаке двигателя 350-450 мм;
3. Уровень в маслобаке компрессора менее 770 мм;
4. Температура масла в маслобаках двигателя и компрессора больше 15°C;
5. Температура масла на входе в переднюю опору двигателя больше 5°C;
6. Температура воздуха в отсеке двигателя и компрессора больше 10°C;
7. Выбран режим работы линии: «Рециркуляция» или «Холодная прокрутка»;
8. Осуществлен выбор основных насосов смазки и насосов уплотнения низкого и высокого давления;
9. Система регулирования готова к пуску;
10. Наличие напряжений питания 220 В, 110 В, 27 В;
11. Наличие напряжений на вводах в устройстве энергопитания агрегата и АВО первой и второй ступени;
12. Наличие разрешения пуска;
13. Наличие напряжение на вводах АВО-1 и АВО-2

После получения сигнала готовности компрессорной линии к пуску выбирается режим управления. Для этого на пульте управления необходимо нажать кнопку «АУ».

После выбора режима управления нажать кнопку «Пуск». Начинается автоматический пуск компрессорной линии, в процессе которого выполнение каждой технологической операции сопровождается соответствующим сообщением на ВКУ в устройстве УПИ. После команды «Пуск» в течение 10 секунд подается звуковой сигнал, извещающий о начале пуска компрессорной линии. По истечении 10 секунд прекращается звуковая сигнализация, на ВКУ высвечивается сообщение «Автоматический пуск», стирается надпись: «Линия готова к пуску», подается команда питание на БАЗ и включается один из масла насосов смазки [5].

Через 20 секунд после достижения давления в системе смазки компрессоров 0,17 МПа включается один из маслонасосов уплотнения низкого и высокого давления.

Когда уровни масла в напорных баках достигнут заданной величины открывается кран КШ-102, КШ-103 и в течение 2 минут осуществляется продувка компрессорной линии. После открытия крана КШ-102 через две минуты закрывается кран КШ-103, начинается заполнение газом компрессорной линии до величины входного давления. Когда давление газа на выходе компрессора высокого давления достигает 0,3 МПа, открывается кран КШ-10, закрывается кран КШ-102, после чего открывается кран КШ-112, закрывается кран КШ-109 и открывается стопорный кран.

Когда давление газа перед дозатором газа возрастает 2,0 МПа, открывается кран КШ-11, закрывается кран КШ-110, после чего подается команда на включение вентиляторов и на запуск БАЗ (длительность импульсного сигнала три секунды), который в дальнейшем осуществляет запуск двигателя [5, с.134].

После команды «Запуск БАЗ» происходят следующие операции:

1. Перестройка регулятора ротора турбины;
2. Включение электромагнитов и регулирующей заслонки;
3. Включение электромеханизма открытия пусковой заслонки;
4. Включение временной задержки 60 секунд, после обрабатывания которой подается команда на отключение электромагнита;
5. Включение временной задержки 50 секунд.

После достижения частоты вращения ротора ВД значения 2600 об/мин поступают следующие команды:

1. Закрытие крана КШ-111;
2. Открытие крана КШ-110;
3. Включение электромеханизма закрытия пусковой заслонки;
4. Отключение электромагнитов и регулирующей заслонки;
5. Отключение электромагнитов клапанов пускового топлива;
6. Включение вентиляторов ВОД (на схеме не показано);
7. Включение зажигания;
8. Включение временных задержек 50 секунд и 60 секунд.

Когда частота вращения ротора ВД достигает значения 4400 об/мин поступают следующие команды:

1. Перестройка РЧВ;
2. Повторное включение в течение 10 секунд агрегата зажигания для тренировки свечей.

После выполнения перечисленных выше операций частота вращения ротора ВД увеличивается до 5800 об/мин и поступает команды:

1. Перестройка ротора турбины на режим;
2. Окончание перестройки РЧ;
3. Включение временных задержек 300 секунд и 2 секунды;
4. Включение счетчика пусков и счетчика часов наработки.

Через две секунды после набора ротором ВД частоты вращения 5800 об/мин отключается питание БАЗ-16.

Когда подогрев двигателя будет окончен (срабатывает выдержка 300 секунд после отключения БАЗ), в устройстве УПИ и ВКУ высвечивается сообщение «Рециркуляция» [5].

4.4.4 Остановка установки

Нормальная остановка компрессорной линии.

Нормальная остановка производится по команде машиниста с пульта управления КЛ нажатием кнопки нормального останова «НО». Предварительно машинист с пульта управления открывает регулирующий кран КРР-121 при этом автоматически открывается кран КШ-12. После открытия кранов КШ-121 и КРР-121 вручную закрывается кран КШ-105.

На этом режиме происходит [5]:

– перестройка оборотов РО на минимум и снижение оборотов двигателя до 3000 об/мин;

– охлаждение двигателя, включается выдержка времени 300 секунд.

По истечении 300 секунд прекращается подача топливного газа в следующей последовательности:

1. Закрывается кран КШ-112;
2. Открывается кран КШ-109;
3. Включаются электромагниты дозатора;
4. Включается на закрытие электромеханизм СК.

На следующем этапе закрывается кран КШ-101 на входном коллекторе компрессорной линии. После их закрытия открываются краны КШ-103 после снижения давления газа за ЦВД менее 0,5 МПа отключаются насосы уплотнения и после их отключения включается выдержка по времени 60 секунд. Через 60 секунд отключается насос смазки (НС).

После отключения насоса смазки отключаются следующие устройства:

1. Агрегата воздушного охлаждения газа за компрессорами ЦНД и ЦВД;
2. Вентиляторы обдува двигателя;
3. Вентиляторы охлаждения масла двигателя и компрессора;
4. Закрываются краны КШ-103;
5. На ВКУ стирается сообщение «Нормальная остановка».

Аварийная остановка компрессорной линии.

Аварийная остановка компрессорной линии может быть произведена машинистом с пульта управления КС, с пульта управления КЛ, блока автоматики, а также при срабатывании одного из каналов защиты.

Работа системы защиты компрессорной линии по каждому из перечисленных аварийных параметров аналогична. Аварийная остановка компрессорной линии по каналам защиты, датчики которых подвержены, выдачи кратковременных ложных сигналов формируются при наличии устойчивого сигнала от соответствующего датчика в течение 3 секунд.

В процессе аварийной остановки компрессорной линии выполняются следующие операции:

1. Закрываются краны КШ-101, КШ-112;
2. Открываются краны КШ-109, КРР-121, КШ-121;
3. Включаются электромагниты ЭПТ, ЭСР, ЭОС;
4. Включаются электромагниты КПТ, ВС;
5. Включаются на закрытие электромеханизмы ВС и СК;

6. Снимается питание с БАЗ и свечей зажигания;
7. Перестраивается на минимум регулятор частоты вращения (РО).

Когда давление газа за компрессором ЦВД достигает значения менее 0,5 МПа, отключаются маслонасосы уплотнения и срабатывает выдержка времени 60 секунд, после которой отключаются следующие устройства [5]:

1. Агрегаты воздушного охлаждения газа после компрессоров ЦНД и ЦВД;
2. Вентиляторы обдува двигателя;
3. Вентиляторы ВОУ и охлаждения масла двигателя и компрессора;
4. Насосы смазки компрессора;
5. Электромагниты ЭПТ, ЭСР, ЭОС.

Предварительный и аварийные состояние ГЛ, КС фиксируются соответствующими датчиками, и выдается машинисту на информационное табло в лице обобщенных сигналов «Авария», «Пожар», «Загазованность», «Предупреждение».

Предупредительные и аварийные сообщения сопровождаются звуковыми сигналами.

При получении предупредительного сообщения машинист должен оценить возникшую ситуацию, вызвав, при необходимости на ВКУ дополнительную информацию, и принять меры к устранению неисправности. В случае невозможности устранения неисправности на рабочей станции, произвести перевод компрессорных линий в аварийный режим «Рециркуляции» (АРР) или осуществить останов станции.

При возникновении на станции аварийной ситуации, автоматически осуществляется включение программы аварийного останова или перевода станции в режим «Рециркуляции».

После устранения неисправностей, вызвавших перевод компрессорных линий в режим «Рециркуляции» перевести компрессорную линию в режим «Магистраль».

При получении аварийного сообщения машинист по экранам ВКУ следит за ходом выполнения аварийной команды и принимает меры по устранению причин, вызывающих останов программы. В случае возникновения предварительной или аварийной ситуации, не предусмотренной алгоритмами управления, а также в других нештатных ситуациях требующих немедленного останова станции, или компрессорной линии произвести аварийный останов станции нажатием кнопки «АО» на пульте ПУ КЛ. Все предаварийные и аварийные сообщения фиксируются машинистом в режимных листах [5].

4.5 Ремонт и монтаж основного оборудования

Чаще всего колонные аппараты монтируются на различном уровне от земли на открытой площадке (на фундаментах, железобетонных постаментов, металлических этажерках).

Эксплуатационные качества колонных аппаратов значительно определяются от точности монтажа. Важную роль играет соблюдение допусков на

создание и монтаж внутренних механизмов, которые обеспечивают целевой процесс. В частности, к ним относятся и тарелки.

Характерность установки колонных аппаратов проявляется в их больших размерах и массе. Колонный аппарат поставляется на установочную площадку в предельно готовом виде. При отсутствии возможности транспортировки готового аппарата полностью, транспортировку оборудования реализуют максимально большими блоками или отдельными деталями. Абсолютно во всех случаях, поставщик, кем является завод изготовитель, до транспортировки на установленный участок должен провести итоговую сборку аппарата, нанести на все сопряжения сборочные оси и контрольные риски.

От разности грузоподъемности имеющихся подъемных устройств на устанавливаемой площадке проводят сборку аппарата из деталей и блоков или укрупнение блоков. Если аппарат является возможным монтировать на заранее подготовленный фундамент полностью в готовом собранном виде, то после монтажа в горизонтальном положении к нему приваривают все ведомые металлоконструкции, такие как площадки, лестницы, иногда даже лестничные клетки. Также устанавливают запорную арматуру и трубопроводную обвязку, в последствии чего происходит нанесение теплоизоляции. Для осуществления выше перечисленных задач колонны несколько приподнимают и укладывают на опоры (козлы), изготовленные из профильной стали или труб.

Трубопроводная обвязка и металлоконструкции твердо соединяются с поднимаемым аппаратом. Если заданная жесткость не способна обеспечиваться монтажным проектом, то в процессе установки оборудования предусматривают временные пояса, кронштейны, хомуты, которые после монтажа в проектном положении снимаются.

Следуя ведомой инструкции, аппарат монтируют на фундамент после заранее выполненной опрессовки и спуска из него опрессовочной жидкости. При монтаже отдельных блоков в следствии от выбранного способа установки аппарата предусматривают конкретную технологию выполнения работ, в свою очередь которая предусматривает максимальное сокращения работ, проводимых на высоких отметках. [10].

Определенные части колонного аппарата доставляют на монтажную площадку, которая должна располагаться как можно ближе к месту, где по предусмотренному заранее и утвержденному проекту должен быть установлен собранный аппарат. Монтажная площадка оснащена стендами, кантователями, сварочными автоматами, подъемно-транспортными механизмами.

Как было описано ранее, колонну аппарата собирают в горизонтальном положении. Для этого, части цилиндра укладывают на монтажные стенды или шпалы с ограничительными опорами. Число заданных опор под каждой стыкуемой частью выбирают в зависимости от сечения и массы аппарата. Расстояния между опорами обычно не более 5 м.

Части аппарата для последующего соединения присоединяются друг к другу укладчиками или тракторами. Для того, чтобы стыки по всему периметру к кромкам одной из стыкуемых частей совпали, их приваривают, в восьми и более направляющих, которые после прихватки стыка срезаются газокислородной

срезкой. Все направляющие планки эксплуатируют и при установке одного блока на другой в верт. положении (при установке блоков). Соединение выполняют в обязательном порядке по заводским контрольным рискам или кернам, которые на тщательно совмещенные корпуса наносятся, а также, опираясь на маркировку в деталях.

Уклонения от заданных параметров соединяемых участков должны быть в границах допустимых норм: смещение кромок в кольцевых швах не должно быть более 10% толщины листа аппарата, а в случае двухслойной стали должно быть, не превышая толщины плакирующего слоя. Подгонку стыков, например, местным соединением, раздачей, насадкой, выполняют инструментами и приспособлениями, которые применяются на машиностроительных заводах: винтовыми струбцинами, стяжными клиньями и др.

После окончания сварки проверяют размеры собранного аппарата, величина которых строго регламентируется пределами допусков. Корпуса ответственных колонных аппаратов обязаны удовлетворять требованиям по отклонению длины, которая в свою очередь не должна превышать 0,3% от проектной и также, кривизна цилиндра на участке 1 м должна быть не более 2 мм.

Расположение на корпусе штуцеров и люков являются важной деталью. Для монтажа и сварки широкое применение нашли кондукторы и шаблоны. [10].

В процессе сборки блоков на монтажной площадке необходимо устанавливая часть внутренних устройств, и иногда и все внутренние устройства, внутреннюю поверхность аппарата детально освобождают от посторонних предметов, окалины, далее происходит монтаж аппарата по средству кантовки или вращения вокруг собственной оси в положение, которое будет обеспечивать наиболее легкий доступ внутрь через люк и наиболее простое определение базовых сборочных размеров.

По способу монтажа можно выделить то, что установка тарелок зависит от их конструкции и технологического назначения. Есть два различия – вертикальное и горизонтальное, разрешающее уменьшить всеобщую длительность работ по установке оборудования, но также, связанный с использованием агрегатов наибольшей грузоподъемности для подъема аппарата, положение колонны.

В дальнейшем положении аппарата тарелки монтируют строго по вертикали, их положение проверяют по отвесу, прикладываемому в нескольких различных местах и по заранее заверенным на внутренних стенках аппарата меткам, для чего аппарат приходится поворачивать на 90° вокруг своей оси. Существенно легче обеспечить строгое горизонтальное положение тарелок в уже смонтированном, выверенном и закрепленном на фундаменте корпусе аппарата. В этом случае достаточной точности достигают либо при помощи уровня, либо заливая на поверхность тарелки воду.

Исполнение тарелок зависит от технологии сборки. Так, тарелки одного и того же вида могут отличаться сливными, приемными и отборными устройствами, что способно весомо изменять порядок монтажа. Сборку начинают с приварки к внутренней стенке корпуса колонны несущих элементов и неразъемных деталей, таких, как карманы, сливы, диски, глухие сегменты,

полужелобы. Тех. условия устанавливает регламент проведения сварки, но, идет учет того, что при работе колонны довольно трудно определить отдельные дефекты сварки.

В поставленном порядке идет сборка разборочных деталей тарелок, которые вносят внутрь колонны через люк или свободный торец корпуса. Важное внимание уделяют сопряжению между собой и с неподвижными деталями. Они должны быть строго выдержаны по заданным размерам, которые координируют взаимное расположение тарелок, между поверхностями сопряжения помещают прокладку из надлежащего материала (чаще всего асбестовую); гайки надежно подлежат затягивают и при необходимости принимаются меры по предотвращению их само отвинчиванию.

Тарелки подлежат монтажу снизу-вверх. Такой порядок обеспечивает больший простор работающим внутри колонны, позволяя сократить число временных подмостей.

При выработке регулирования деталей тарелок, идет учет градиента уровня жидкости на тарелке, значение которого тем выше, чем больше количество флегмы, поступающей на тарелку, и чем больше пусть, проходимый флегмой по тарелке. Для всего этого, после регулирования барботажа высоту расположения колпачков незначительно изменяют, уменьшая её в сторону слива. [10]

Процесс заключающий в себя регулировку барботажа заключается в следующем, тарелку заливают водой таким образом, чтобы избыточное количество воды не снижалось через сливные устройства. По всему периметру слив должен быть одинаковым. Для всего этого идет предусмотрения возможности его последующего регулирования. Также, толщина слоя воды на всех участках должна быть равной.

В колонных аппаратах в зависимости от их назначения монтируют, помимо тарелок, отбойники, паровые маточники, отпарные секции, питатели и т. д. Требования, которые предъявляются к их монтажу, определяются технологическим назначением, конструктивными особенностями и указываются в чертежах и технических условиях. Установку этих устройств приоритетно выполнять перед подъемом колонны, для этого в некоторых случаях их дополнительно крепят к корпусу временными хомутами, кронштейнами, стяжками и т. д.

Технологией подъема аппарата будет служить основная часть проекта по проведению работ по установлению аппарата. Предусматривается проектом и подробная схема подъема, именно в ней указываются места установки матч или кранов, их положение на разных этапах подъема, местоположения расчалок, лебедок, отводимых тросов, полиспастов и т.д. Дополнительно приводятся тех. характеристики подъемных средств.

Усилия, которые испытывают элементы такелажной оснастки при подъеме аппаратов, колеблется в широком интервале. Эти элементы рассчитывают на максимальное усилие.

Высота, диаметр, масса, также высота фундамента, служат для определения степени сложности установки аппаратов в заданное проектное положение.

Подъем аппаратов производят кранами или с помощью матч. Имеется два основных способа подъема: скольжение и поворот вокруг шарнира.

Колонные аппараты большой массы и диаметра поднимают в основном двумя мачтами, потому что это не затрудняет установку аппаратов на фундамент. Перед подъемом аппарат располагают как можно ближе к фундаменту. Мачты монтируют по обе стороны от фундамента вертикально или под небольшим наклоном. Необходимость в наклоне мачт определяется длиной поднимаемого аппарата, его расположением по отношению к фундаменту, расположением и высотой мачт, принятой схемой строповки.

К опорной части аппарата прикрепляют один или два оттяжных троса, а их свободные концы наматывают на барабаны лебедок. Регулируя оттяжные тросы, поддерживают необходимую траекторию движения колонны при подъеме (или спуске), предотвращая ее раскачивание и вращение. Если схема строповки не обеспечивает вертикального положения, поднимаемого аппарата, с помощью оттяжных тросов аппарату перед установкой на фундамент придают требуемое положение. Для определения участка строповки предварительно находят положение центра тяжести аппарата.

Все усилия, действующие на элементы такелажных устройств, определяются при помощи графических методов. Строят графики изменения усилий при подъеме, далее находят их макс. значения в соответствии с которыми идет выбор такелажной оснастки. Значение усилий можно найти и при помощи аналитического метода. Для этого нужно составить уравнение, соответствующее условиям равновесия, которые описывают зависимость искомой силы от заданных параметров подъема. В расчетах идет учет влияния силы трения, возникновение которой допустимо при скольжении опоры о землю. Чтобы уменьшить силу трения, а также для предохранения самой опоры от различной деформации, под нее обычно подкладывают салазки или листы. [10]

4.5.1 Подъем способом поворота вокруг шарнира

По средству такого способа аппараты поднимаются и устанавливаются в вертикальное положение несколькими способами. [10]:

- 1) При помощи неподвижных вертикальных матч, одной или двух, рассчитываемых по другую от лежащего аппарата сторону фундамента;
- 2) При помощи раскачивающейся мачты, которая вначале совершает наклон в сторону лежащего аппарата, а затем в сторону фундамента;
- 3) При помощи мачт, возведенных между фундаментом и верхним днищем лежащего аппарата, и при помощи дополнительного тягового полиспаста, придающего аппарату конечное вертикальное положение.

Выбор монтажа аппарата будет зависеть от различных параметров – массы, размеров поднимаемого аппарата, характеристики подъемных мачт, а также, от возможности их расположения. Одинаковым для всех будет то, что опорная часть аппарата устанавливается на поворотный шарнир, надежно закрепленный к фундаменту.

Расположение и размеры шарниров на опорной части и фундаменте аппарата выбирают, опираясь на тот факт, чтобы после монтажа самого аппарата в вертикальное положение вся его опорная поверхность лежала на фундаменте, а оси отверстий на опорном крыльце имели совпадение с осями шахт для фундаментных болтов. Если есть необходимость в выравнивании, прибегают к использованию домкратов.

Данный вид поворота на последней стадии сопутствоваться тормозной системой оттяжек, которые будут обеспечивать плавное опускание опорной части аппарата на устанавливаемый фундамент в результате медленного спуска при медленном торможении, который в свою очередь осуществляется при помощи полиспаста и лебедки.

Предельные напряжения в узлах такелажной оснастки проявляются в начальный период подъема, в следствии, при возможности рационально верхнюю часть высоких аппаратов предварительно приподнимать кранами или невысокими мачтами, установленными у места временной стоповки. Далее, в работу вводят основные грузовые полиспасты рабочих мест, временные стропы подлежат снятию.

Схема расчета подъема колонных аппаратов индична схемам подъема матч при помози способа поворота вокруг шарнира. Определение действующих усилий необходимо не только для расчета такелажных средств, но и для проверки на прочность поднимаемого аппарата под действием сжимающих нагрузок, также, для установления размеров поворотной опоры, которая будет обеспечивать необходимую надежность. [10]

4.5.2 Выверка и крепление аппарата к фундаменту

Тщательной выверки проверяю колонные аппараты, располагающиеся на фундаменте, в следствии того, что даже небольшие их отклонения от строго вертикального положения могут повергнуть к заметной потери устойчивости и нарушению нормальной работы внутренних устройств, в частности тарелок. Максимально допустимое отклонение от для тарельчатых колонн образующей от вертикали равно 0,1 % аппарата, но не более превышения 15 мм. Как правильно в рабочих монтажных чертежах для каждого аппарата указано наиболее максимальное допустимое отклонение оси аппарата от вертикали.

При помощи теодолитов производится проверка на вертикальность, которые в свою очередь устанавливают в двух взаимно перпендикулярных плоскостях, проходящих через оси выверяемого аппарата. Во избежание непредвиденных ошибок, производится проверка в условиях, когда полностью исключена возможность одностороннего нагревания стенок аппарата солнечными лучами.

Проверка высоты расположения опорной плоскости аппарата производится нивелиром от нанесенной на фундаменте нивелирной отметки.

Для придания нужного положения аппарату, под его опорную поверхность подкалывают стальные подкладки, далее, прикрепляют к фундаменту фундаментными болтами. Зазоры между фундаментом и опорной поверхностью заполняются цементным раствором. [10].

4.5.3 Ремонт корпуса абсорбера

Колонна-аппарат находится в рабочем состоянии под давлением и в свою очередь в себе содержит взрыво- и огнеопасную среду. Корпус колонны-аппарата и его устройства, содержащиеся внутри могут изнашиваться в результате термического, эрозийного и коррозионного воздействия среды. Скорость протекания износа будет зависеть от различных факторов, и в первую очередь от физико-химических свойств среды, также, условий выполнения технологического процесса, конструктивного исполнения, качества используемого металла корпуса, и использование соответствующих ингибиторов коррозии.

Установка колонны-аппарата сложный, трудоемкий и продолжительный процесс, при этом, стоимость колонны-аппарата будет очень высокой. В следствии износа корпуса в большинстве случаев производится смена аппарата. Поэтому, в процессе эксплуатации необходимо принять надежные меры для сохранения корпуса колонны аппарата от преждевременного износа. Стойкость к коррозии колонны-аппарата должна не превышать сами баллов при оценке по десятибалльной шкале соответственно, то есть скорость протекания коррозии не должна быть больше 0,1 мм/год.

Колонные аппараты подвержены коррозии различных видов. Она затрагивает всю поверхность корпуса колонны-аппарата, либо же, её отдельные участки соответственно.

Износ колонных аппаратов представляет опасность не только из-за деформации их прочности; образовавшиеся продукты коррозии могут закупорить, либо, загрязнить трубопроводы небольшого сечения, теплообменники и конденсаторы.

Процесс подготовки колонных аппаратов к ремонту происходит следующим образом: Аппарат проходит процесс ремонта при планово-предупредительных ремонтах технологической установки, которые производится раз в 12-18 месяцев по плану. Особенности установки колонного аппарата играют важную роль в порядке подготовки аппарата к ремонту и проведению ремонтных работ.

Подготовка аппарата к ремонту в большинстве случаев протекает следующим образом. Происходит выравнивание давления внутри колонны до атмосферного, далее, из аппарата происходит удаление рабочей среды, после чего начинается процесс пропарки, посредством водяного пара, который служит для вытеснения оставшихся в колонне паров и газов. После процесса пропарки аппарат следует промыть водой. В некоторых случаях процесс пропарки и промывку водой чередует несколько раз. Время, занимаемое на выполнение этих операций, устанавливается в технологическом регламенте отдельно каждой технологической установки или технологического блока.

Процессу быстрого остывания аппарата также способствует процесс промывки водой. Запрещается начинать проводить ремонтные работы, если промывочная вода будет превышать температуру 50 °С

Далее следует отсоединение пропаренного и промытого колонны-аппарата от всех подключенных к нему аппаратов и коммуникаций глухими заглушками, устанавливаемыми во фланцевых соединениях штуцеров. Процесс монтажа

каждой заглушки и последующее её снятие подлежит регистрации в специально отведенном для ремонтных работ журнале.

Ремонт колонны-аппарата начинается с её вскрытия, которое производится при строгом соблюдении последующих правил. Сначала подлежит открытию верхний люк колонны, причем перед этим в аппарат подается водяной пар в течении некоторого времени, дабы избежать образования возможного подсоса воздуха, в результате которого может образоваться взрывоопасная смесь. Далее, последовательно сверху вниз подлежат открытию оставшиеся люки колонны. Категорически запрещается одновременно отрывать нижние и верхний люки. Также, запрещено открывать люки в другой последовательности, то есть запрещено открывать сначала нижний, а затем верхний люк, так как из-за происхождения разность температур происходит сильный приток воздуха в колонну, что опять же, может привести к образованию взрывоопасной смеси. [10 с.35]

Для сокращения продолжительности ремонтных работ ещё при проведении процесса промывки колонны водой, производят отворачивания части болтов на люках, которые будут вскрываться в процессе ремонта, при этом без нарушения герметичности.

Далее, после открытия люков колонна некоторое время подлежит проветриванию в результате естественной конвекции воздуха. Возможности проведения ремонтных работ устанавливаются, опираясь на результаты лабораторного анализа проб воздуха, взятого непосредственно из неё. Доступ людей разрешается, если во взятой пробе концентрация углеводородов не будет превышать 300 мг/м^3 , а содержание сероводорода – 10 мг/м^3 . Максимально допустимые концентрации других веществ прописаны в технологическом регламенте.

При выполнении работ внутри колонны-аппарата тщательно необходимо соблюдать правила ТБ. Рабочие должны надевать предохранительные пояса с веревкой, конец которой выводится наружу и надежно закрепляется, за работой внутри находящегося колонны рабочего происходит наблюдение специально выделенного для этой цели рабочего. Наибольшая продолжительность непрерывной работы в колонне должна занимать не более 15 минут. После этого, рабочему должны предоставить по продолжительности отдых вне колонны. Обычно в таком случае рабочий и наблюдатель меняются между собой местами.

При появлении первых же признаков внутри ремонтируемой колонны взрывоопасных, горючих или токсичных жидкостей, паров и газов, работу проводимую внутри следует немедленно прекратить. [10]

При подготовке аппарата предъявляют крайне важные высокие требования в случае, если в нем должны проводиться огневые (сварочные работы). Тот участок где проводится сварка, подлежит отделению металлическими или пропитанными водой деревянными настилами, накрытыми комшой.

Для освещения внутри колонны применяют лампы напряжением не более 12 В. Переносное освещение должно быть взрывобезопасным.

Внутренние устройства колонны аппарата, а также, его корпус подвергаются внимательному осмотру. Если возникает необходимость осмотра

всей поверхности, то подлежит разборке все внутренние устройства или их часть. Для доступа к тарелкам аппарата, на уровне которых нет наличия люков, подлежит разбору проходу на тарелках, лежащие выше.

Для выявления дефектов корпуса, отвечающее высокой квалификации, включает в себя визуальный осмотр для определения общего состояния корпуса и его участков, подверженных наибольшему износу. Замеры остаточной толщины корпуса по средству применения ультразвуковых дефектоскопов, путем микрометрирования и контрольного просверливания отверстий, а также, проверку на плотность сварных швов разъемных соединений.

При выявлении обнаруженного дефекта устанавливается характер деформации и также способ ремонта корпуса. Неплотные сварные швы подлежат вырубанию, далее, зачистки и завариванию соответствующим электродом. Весьма важным будет правильное перекрытие нового и старого шва.

Изношенные штуцера и люки подлежат вырезанию и замене новыми с неизбежной установкой укрепляющих колец. Крайне желательно, чтобы укрепляющие кольца новых штуцеров имели немного больший диаметр, чем старые: это позволяет без дополнительны усилий приваривать их в новом месте. Все штуцера подвержены ремонту, сигнальные отверстия на укрепляющих кольцах которых во время эксплуатации были заглушены пробками.

При проведении каждого ремонта подлежит измерению фактическая толщина стенки аппарата. Наиболее изношенные участки корпуса колонны вырезают, а на их место устанавливается новый участок, заранее свальцованный по радиусу колонны. Сварку проводят по средству встыка. Удаление при вырезании больших участков корпуса может привести к ослаблению всего сечения и нарушению устойчивости колонны аппарата. Поэтому до вырезания дефектного участка его дополнительно укрепляют стойками, устанавливаемыми внутри или снаружи. Число и сечение стоек, также, размеры опорных лап рассчитывается исходя из условий равенства их сопротивлений сопротивлению вырезанного сечения.

Обечайки, расположенные промежуточно легко подвергаются замене следующим образом – производится монтаж подъемной мачты, удерживающую верхнюю, неповрежденную часть колонны, далее, происходит отделение этой части от поврежденного участка газорезкой и опускают на землю. Поврежденную часть аппарата строят и с помощью тех же матч опускают на землю. Заранее для этого подготовленную новую часть аппарата поднимают и стыкуют с нижней частью колонны, далее, подлежит поднимаю верхняя его часть. После проверка монтажа всех частей заваривают оба стыковых шва.

Довольно часто, учитывая всю трудоемкость таких замен участков корпуса, признают целесообразной полную замену изношенного аппарата. Демонтаж изношенного аппарата производят в обратном порядке монтажа аппарата. Соответственно после всех проверок демонтируемый аппарат может быть использован для установки монтажных мачт точно также, как и новый аппарат – для демонтажа. [10].

4.5.4 Ремонт внутренних устройств

В процессе ремонта происходит очищение устройства аппарата от различной грязи, кокса, и других отложений. Различные твердые и тестообразные отложения вычищают при помощи лопаточек или скребков – чистилками, специально приспособленные для этих задач. Кокс же удаляют при помощи пневматических отбойных молотков. Удаление масс всегда сопровождается увеличением скопления вредных газов внутри аппарата. Опираясь на регламент проведения ремонтных работ, рекомендуется производить ремонт используя шланговые противогазы.

Процесс ремонта устройств внутреннего составляющего аппарата вызван многочисленными подъемно-спусковыми операциями по извлечению из колонны изношенных деталей. Собственно, такие операции рекомендуется механизировать. Механизация происходит по средству крепления в верхней части корпуса поворотного или неподвижного крана. Также, в некоторых случаях для удобства проведения ремонтных работ колонны кран крепится к стойкам центральных полонов лестничных клеток. Электролебедка с электродвигателем, либо, пневмолебедку устанавливают у основания самого аппарата, либо же, на площадке, которую обслуживает кран.

Процедура определения отбраковки внутренних устройств и их же износа протекает строго согласно действующим методикам и нормативам. В процессе ремонта изношенные детали, а иногда и целые узлы заменяются новыми.

Одной из самых трудоемких операций при ремонтно-наладочных работах является операция, связанная с разборкой закоксованных тарелок и отбойников. В первую очередь их высвобождают от кокса, опять же, при помощи механической чисткой, далее же при помощи цепных талей, которые в свою очередь подвешены внутри колонны за надежные отступы конструкции, например, опорные балки, отчищают и выдирают каждый элемент от места посадки. Для этой операции воспрещается использовать трос с лебедкой. Обусловлено это тем, что под действием силы упругости троса, вырванный элемент отскакивает и с большой вероятностью может повредить колонну или причинить травму находящимся в колонне рабочим. [10].

4.5.5 Испытание аппарата

Опрессовка неотъемлемый элемент. Ей подвергаются все новые аппараты, а также те, которые подвергались значительному ремонту. Опрессовка проводится с на проверку прочности и плотности аппарата, также, совершается пробное давление, уровень которой задают отталкиваясь от рабочего давления и указывают в паспорте или технологической карте оборудования. Наибольшее распространение в настоящее время получила гидравлическая опрессовка, которая в себе включает то, что в колонну под давлением подают воду при открытом на самой верхней точке аппарата воздушнике. Появление воды в воздушнике удостоверяет о заполнении колонны. Далее, происходит закрытие воздушника, после чего происходит медленное повышение давления в аппарате,

пока, в свою очередь не будет достигнута отметка опрессовочного давления. При таком давлении колонну выдерживают в течении 5-7 минут, после чего давление медленно снижается до рабочего. Как только давление достигло рабочей отметки, приступают к детальному осмотру корпуса, одновременно осматривая на целостность сварные швы молотком, масса которого должна быть примерно 0,5-1,5кг.

Следует учитывать то при гидравлической опрессовке высоких колонн, учитывается величина гидростатического столба опрессовочной воды; в следствии чего, перед заявленной опрессовкой по паспорту или расчетом происходит проверка на допустимость гидравлического испытания в его рабочем положении. В свою очередь, оно может проводиться, если заданная нагрузка на стенку нижнего пояса колонны от суммы начально-пробного давления и давления столба жидкости не будет превышать 0,8% величины предела текучести металла корпуса при температуре его опрессовки.

В случаях, если указанное условие не может быть выполнено, или появляется опасность перегрузки фундамента колонны, по личному присутствию и разрешению инспектора Госгортехнадзора можно проводить опрессовку аппарата воздухом, либо же, инертным газом. К пневматической опрессовке прибегают также, когда по техническим условиям технологического процесса нахождение воды в колонне может сопровождаться аварией, опять же, при выходе её на рабочий режим.

Пневматическая опрессовка призывает строгому соблюдению особых мер предосторожности. В том числе, перед опрессовкой воздухом необходимо убедиться в полном отсутствии в аппарате взрыво- и пожароопасных жидкостей, паров и газов. Для соблюдения мер безопасности, колонну предварительно продувают инертным газом, либо, водяным паром. Колонна, находящаяся под давлением воздуха обстукивать молотком категорически нельзя. Сварные же швы, в следствии этого подлежат отстукиванию до начала опрессовки. Также, не мало важной деталью является то, что в момент повышения давления находиться вблизи колонны запрещено.

При проверке сварных швов смазыванием их керосином в течение 20 - 40 мин (в зависимости от толщины каждого шва) следят за появлением пятен на смазанной мелом обратной (обычно внешней) стороне шва [10].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с заданием выпускной-квалификационной работы спроектирована установка осушки природного газа мощностью 40,5 млрд. м³ в год по сырью с конструктивной разработкой абсорбера.

В работе произведен полный обзор данного типа оборудования в четырех главах выполненной работы, в которых, подробно описаны классификации природных газов, требования к товарным газам, методы осушки и их классификации, проведен подробный патентно-информационный обзор по данному типу оборудования.

Далее произведен расчет технической составляющей новой конструкции установки осушки природного газа, под заявленную мощность 40,5 млрд м³, с учетом всех конструктивных особенностей. Также, рассмотрен процесс эксплуатации установки и основные операции по ремонту данного типа оборудования.

В результате выполненных расчетов был подобран рациональный диаметр абсорбера в соответствии с заданной производительностью, определена расчётная площадь живого сечения прямоточно-центробежных элементов и их количество, проведен расчет основных диаметров штуцеров аппарата. Также была определена толщина стенки и днища абсорбера, проверка допустимых напряжений и расчёт фланцевого соединения. Был выбран тип фланца и уплотнительной поверхности, произведен расчет болтов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Скобло А.И., Молоканов Ю.К., Владимиров А.И., Щелкунов В.А. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии. Учебник для вузов. – 3-е изд., перераб. И доп. – М.: «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 677 с.
- 2 Технология переработки природного газа и конденсата. Справочник: В 2-х ч. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2002 – ч. 1. – 517 с.
- 3 Журнал «Нефтегаз», №4, 2004.
- 4 Танатаров М.А., Ахметшина М.Н., Фасхутдинов Р.А. и др. Технологические расчеты установок переработки нефти: учебное пособие для вузов. – М.: Химия, 1987. – 352с.
- 5 Технологический регламент ООО «Газпром добыча Ямбург» ГП-1В. Ямбургского НГКМ.
- 6 Рабинович Г.Г., Рябых П.М., Хохряков П.А. и др. Расчеты основных процессов и аппаратов нефтепереработки. М.: Химия, 1979. – 568 с.
- 7 Варгафтик Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. – М.: Наука, 1972 – 726 с.
- 8 Соколов В.Н. Машины и аппараты химических производств – Л.: Машиностроение, 1982 – 384 с.
- 9 Кемпбел Д.М. Очистка и переработка природных газов. Норманн, США 1972/Пер. с англ./Под ред. Гудкова С.Ф. – М.: Недра, 1977 – 346с.
- 10 Рахмилевич З.З., Радзин И.М., Фарамазов С.А. Справочник механика химических и нефтехимических производств. – М.: Химия, 1985. – 592с.
- 11 Дытнерский Ю.И. Основные процессы и аппараты химической технологии. Пособие по проектированию. – М.: Химия, 1983 – 272 с.
- 12 Михалев М.Ф., Третьяков Н.П., Мильченко А.И., Зобнин В.В. Расчет и конструирование машин и аппаратов химических производств. Учебное пособие для студентов вузов. Л.: Машиностроение, 1984 – 301с.
- 13 Леонтьев А.П., Беев Э.А., Школенко А.П., Леонтьев С.А. Прочностные расчеты аппаратов нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2000 – 75 с.
- 14 Лацинский А.А. Конструирование сварных химических аппаратов. Справочник – Л.: Машиностроение, 1981 – 382 с.
- 15 Беев Э.А., Леонтьев А.П. Фланцевые соединения. Методические указания по курсовому и дипломному проектированию. – Тюмень: ТюмГНГУ, 1982 – 32 с.
- 16 Руднева Л.Н., Енева И.Г. Методические указания по выполнению организационно-экономической части дипломных проектов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2004 – 26 с.
- 17 Старикова Г.В. Методические указания к выполнению раздела «Безопасность и экологичность проекта» в дипломных проектах технологических специальностей. Тюмень: ТюмГНГУ, 2003 – 37 с.
- 18 Пат. 2516636 С2 Российская Федерация. Устройство для осушки газа/Вандерстратен Б.Э. ; заявл.: 20.09.2013, опубл.: 20.05.2014 – 16 с.

19 Пат. 2491982 С1 Российская Федерация. Прямоточный абсорбер/
Демихов С.В.; заявл.: 03.04.2012, опубл.: 10.09.2013 – 12 с.

20 Пат. 2116585 Российская Федерация. Абсорбер/ Красовицкий Ю.В.,
Долбинин Р.В.; заявл. 03.10.1996, опубл. 27.07.1998 – 4 с.

21 Пат. 2474462 С2 Российская Федерация. Абсорбер газового потока/
Цанни Д, Де Грун О.Р.Л.; заявл. 27.04.2010, опубл.10.02.2013 – 8 с.

Приложение А

Таблица А.1 – Возможные неполадки технологического процесса, их причины и способы устранения в системе осушки газа и регенерации ДЭГа

Возможные производ-е неполадки, аварийные ситуации	Предельно-допустимые значения параметров ведения технологического режима, превышение (снижение) которых может привести к аварии	Причины возникновения неполадок, аварийных ситуаций	Действия персонала по предупреждению неполадок, аварийных ситуаций
Стук в трубопроводах подачи ДЭГа в абсорбер А-1		Засорен фильтр на всасе насоса НПД	Прочистить фильтр от загрязнений
ДЭГ поступающий в абсорбер с концентрацией 95 %	Концентрация ДЭГа 97-98,5 %	Низкая температура регенерации	Повысить температуру в испарителе БР-2. Повысить температуру выхлопного газа перед СТ, подняв обороты СТ.
Возможные производ-е неполадки, аварийные ситуации	Предельно-допустимые значения параметров ведения технологического режима, превышение (снижение) которых может привести к аварии	Причины возникновения неполадок, аварийных ситуаций	Действия персонала по предупреждению неполадок, аварийных ситуаций
Повышенный унос ДЭГа в системе регенерации		Высокая температура в десорбере. Переполнена глухая тарелка. Внешние утечки ДЭГа.	Снизить температуру в десорбере до 92-92 °С. Отрегулировать уровень ДЭГа на глухой тарелке. Определить утечки и устранить их.
Снижение уровня ДЭГа в абсорбере А-1	350-500 мм	Неисправность в системе контура регулирования.	Проверить шаровых кранов, регулятора КРУ, давление воздуха КИП и А.

Приложение Б

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра технологических машин и оборудования
нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

 Э.А. Петровский

« 06 » июня 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Разработка конструкции аппарата для осушки природного газа

направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль 21.03.01.07 «Эксплуатация
и обслуживание технологических объектов нефтегазового производства»

Руководитель старший преподаватель



Е. А. Соловьев

Выпускник ГБ13-04 081313911



К. М. Войткин

Красноярск 2017