**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

**«Сибирский государственный университет науки и технологий**

**имени академика М.Ф. Решетнева»**

Институт химических технологий

институт/ факультет/ подразделение

Кафедра: Машин и аппаратов промышленных технологий

кафедра/ цикловая комиссия

**КУРСОВОЙ ПРОЕКТ**

**по дисциплине: «Основное технологическое оборудование химических и нефтехимических производств»**

**Реакторы и ректификационные аппараты**

Проект Аппарат воздушного охлаждения газа

тема работы

Руководитель

подпись, дата инициалы, фамилия

Обучающийся БТХЗ 17-01, 172412034

номер группы, зачетной книжки подпись, дата инициалы, фамилия

Красноярск 2022 г

**З А Д А Н И Е**

**Н А К У Р С О В О Е П Р О Е К Т И Р О В А Н И Е**

Обучающемуся ИХТ курса 4,

напр. 15.03.02

**ТЕМА*: Аппарат воздушного охлаждения***

**Исходные данные:** *по данным предприятия*

Предприятие: линейное производственное управление магистрального газопровода

Местонахождение: Нижневартовск

**Содержание проекта:**

### Введение

1. *Технико-экономическое обоснование*

2. *Технологические решения*

3. *Конструкторская часть*

4. *Монтаж, ремонт, техническая эксплуатация*

5. *Заключение*

6. *Список используемых источников*

**Содержание конструктивной части:**

**Объем пояснительной записки**: *34-40 страниц*

**Количество чертежей**:  *4 листов (технологическая схема , сборочный чертеж оборудования, 2-3 чертежа основных сборочных единиц, чертежи деталей (3-4)*

**Срок сдачи проекта**: *.*

**Руководитель и консультанты**:

**Литература**:

1. Аксенов, П.А. Аппараты воздушного охлаждения они нового поколения. ты Оптимальное сочетание параметров из теплообменного блока мы и вентиляторной за установки. Снижение энергопотребления вы аппарата и так удобство его же эксплуатации / П.А. Аксенов, Н.В. Дашунин, Ю.В. Забродин, В.А. Лифанов, В.А. Маланичев, О.Л. Миатов // Нефтегаз. – 2003. от – № 2: с. еще 109-111. бы
2. Алимов, С.В. Аппараты воздушного охлаждения уже газа: опыт для эксплуатации и вот пути совершенствования кто / В.А. Лифанов, О.Л. Миатов // Газовая промышленность. – 2006. да – № 6. – С. 54 до -57.
3. Алимов, С.В. Модернизация вентиляторов ни АВО - газа при ну реконструкции КС МГ / А.О. Прокопец, С.В. Кубаров, В.А. Маланичев, Е.В. Устинов // Газовая промышленность. под – 2009. – № 4. где – С. 54-56. сам
4. Аршакян, И.И. Повышение эффективности работы раз установок охлаждения два газа / А.А. Тримбач // Газовая промышленность. там – 2006. – № 12. чем – С. 52-55. во
5. Васильев, Ю.Н. Повышение эффективности теплообменных со аппаратов / Ю.Н. Васильев, А.И. Гриценко, В.И. Нестеров // Нефтяное хозяйство. ли – 1992. – № 5. при – с. 93 без -95.
6. Кунтыш, В.Б. Основные способы энергетического на совершенствования аппаратов что воздушного охлаждения тот / В.Б. Кунтыш, А.Н. Бессоный, А.А. Бриль // Химическое и нефтегазовое это машиностроение. – 1997. как – № 4: с. по 43-44. но
7. Катрич, В.Ф. Реальные перспективы модернизации они электроприводов вентиляторов ты аппаратов воздушного из охлаждения газа мы / В.Ф. Катрич, С.В. Железняков, В.А. Зобов // Нефтепереработка и нефтехимия. за – 1993. – № 8. вы – с. 27 так -30.

**АННОТАЦИЯ**

к курсовому проекту

**«Аппарат воздушного охлаждения газа»**

Ключевые слова: аппарат воздушного охлаждения, транспортировка, газ, компрессорная станция, охлаждение газа.

Целью работы курсового проекта является проектный расчет аппарата воздушного охлаждения газа на ЛПУ МГ.

Объектом исследования является линейное производственное управление магистрального газопровода. Предметом исследования является аппарат воздушного охлаждения.

Актуальность

На сегодняшний день аппараты воздушного охлаждения являются одной из основных вспомогательных устройств на любом нефтеперерабатывающем заводе и нефтехимическом предприятии. Стоить задумываться об увеличении эффективности и надежности аппаратов воздушного охлаждения.

Курсовой проект содержит:50 страниц текста, 5 таблиц, 9 рисунков, 27 используемых источников, 3 чертежа формата А1, 1 чертеж формата А3.

**СОДЕРЖАНИЕ**

Введение……………………………………………………………………5

1 Технико–экономическое обоснование…………………………..…….6

1.1 Обзор существующих конструкций…………………………….…..6

1.2 Обоснование выбора конструкции………………………………….17

2 Технологическая часть………………………………………………..28

2.1 Описание технологической схемы………………………………….28

## 2.2 Технологические расчеты…………………………..………………37

3 Конструктивная часть…………………………………………………..45

3.1 Прочностные расчеты ………………………………………………45

4 Монтаж и ремонт изделия…………………………………….………36

4.1 Монтаж АВО……………………………………………..……………36

**4.2 Ремонт АВО**…………………….……………………………………..64

Заключение……………………………………………………………….66

Список используемых источников……………………………………..67

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время топливно-энергетический комплекс (ТЭК) является одной из устойчиво работающих производственных отраслей российской экономики. Он оказывает влияние на состояние и перспективы развития национальной экономики, обеспечивая: около 1/4 производства ВВП, 1/3 объема промышленного производства и доходов консолидированного бюджета России, примерно половину доходов федерального бюджета, экспорта и валютных поступлений, а лидирующие позиции в ТЭК страны занимает газовая промышленность.

В газовой промышленности с целью повышения эффективности ее функционирования предусматривается внедрение новейших достижений научно-технического прогресса, связанных с использованием прогрессивных технологий бурения, добычи, транспортировки и переработки газа, совершенствованием газотранспортной системы, повышением энергоэффективности транспорта газа, размеров, систем аккумулирования его запасов, а также технологий сжижения газа.

Модернизация газотранспортной системы предусматривает создание высоконадежных коррозионно-стойких труб для магистральных газопроводов, использование новейших энергосберегающих технологий утилизации теплоты дымовых газов ГТУ, а также оптимизацию режимов работы систем охлаждения и компримирования газа.

Для повышения энергетической эффективности систем охлаждения газа необходимо обоснование периодичности и применение экономичного способа чистки оребренных поверхностей. В настоящее время отсутствуют методики, учитывающие изменение тепловых характеристик аппаратов воздушного охлаждения (АВО) по мере загрязнения поверхностей теплообменных труб, определяющих численное значение и динамику развития загрязнений. Для решения оптимизационных задач и управления режимами работы парка АВО необходимо создание методики определения оптимальной глубины охлаждения газа в зависимости от колебаний параметров газа и воздуха, а также разработка критериев оценки тепловой и энергетической эффективности аппаратов.

**1 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ**

**1.1 Обзор существующих конструкций**

Компримирование газа на КС приводит к повышению его температуры на выходе станции. Численное значение этой температуры определяется ее начальным значением на входе КС и степе­нью повышения давления газа.

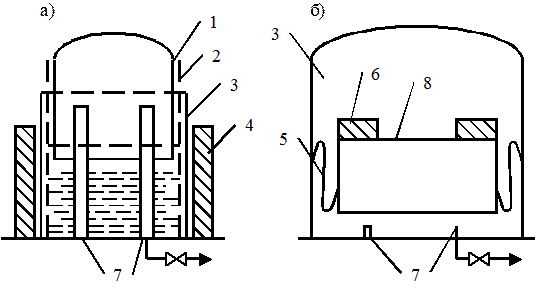
Излишне высокая температура газа на выходе станции, с одной стороны, может привести к разрушению изоляционного покрытия трубопровода и недопустимым температурным напряжениям в стенке трубы, а с другой стороны,- к снижению подачи технологического газа и увеличению энергозатрат на его компримирование (из-за увеличения его объемного расхода)[1].

В микроклиматическом районе с холодным климатом для уча­стков с многолетнемерзлыми грунтами необходимо охлаждать газ до отрицательных температур с целью предотвращения протаивания грунтов вокруг трубопровода. В противном случае это может привести к смещению трубопровода и, как следствие, к возникно­вению аварийной ситуации.

Охлаждение газа до температуры грунта следует предусматривать на станциях охлаждения газа, обеспечивающих стабиль­ный уровень температуры в газопроводе. В других районах охлаждение газа следует предусматривать, как правило, в аппаратах воздушного охлаждения или теплообменниках.

В определяющей степени эффективность работы всей компрессорной установки и особенно системы утилизации тепла охлаждения сжимаемых газов зависит от выбора теплообменных аппаратов. В рамках данного пособия рассмотрим основные характеристики только газоохладителей, хотя в эксплуатационных условиях заметную роль играет и работа маслоохладителей, влагоотделителей и др.

Принципиальная схема газгольдера представлена на рисунках 1.1 и 1.2.



а - мокрого; б - сухого: 1 - колокол; 2 - направляющая штанга; 3 - резервуар; 4- утепляющая стенка; 5 - гибкая секция; 6 - грузила для создания избыточного давления; 7 - подача и отбор газа; 8 - шайба

Рисунок 1.1 - Принципиальные схемы газгольдеров

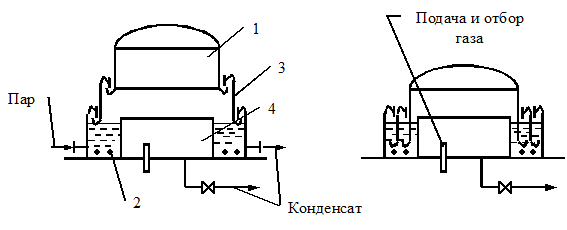


Рисунок 1.2 - Принципиальная схема мокрого газгольдера

На выбор того или иного вида газоохладителя влияет целый ряд требований, которые иногда накладывают взаимно противоположные ограничения: диапазон производительности компрессорной установки; вид и параметры сжимаемого газа; габаритные размеры; вид системы охлаждения; ограничения, вызванные унификацией при производстве [2].

В настоящее время промышленность выпускает газоохладители в широком диапазоне расходов сжатого газа (до 3000 м3/мин) и на рабочее давление до 40 МПа. Тенденция развития компрессоростроения говорит о том, что в ближайшее время область расхода и давления расширится до 5000-10000 м3/мин и 700-900 МПа. Вместе с тем по масштабу выпуска газоохладителей можно отметить, что большая часть из них предназначена на расходы до 250 м3/мин и давления до 4 МПа.

По диапазону рабочих давлений газоохладители принято делить на три группы:

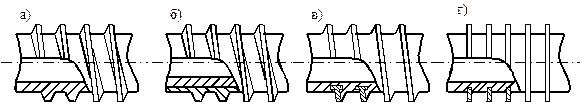
1) низкого давления (до 1,2 МПа);

2) среднего давления (до 4 МПа);

3) высокого давления (свыше 4 МПа)[2].

Конструкция теплообменных аппаратов определяется типом теплопередающего элемента, который выполняется в виде труб или листового материала.

Повышение компактности теплообменников требует использования труб малого диаметра, что приводит к противоречию с требованием уменьшения гидравлического сопротивления. Одним из эффективных и распространенных повышения компактности является оребрение труб. В практике в большинстве случаев осуществляется наружное оребрение, которое выполняется как цельнокатанное, литое, ленточное и насадное (рисунок 1.3).



а - целонакатанная; б - цельнокатанная биметаллическая труба; в - с ленточным оребрением; г - с насадными ребрами.

Рисунок 1.3 - Трубы с наружным оребрением

 Цельнокатаные ребра стальных труб просты в изготовлении, не имеют контактных сопротивлений, но имеют небольшую высоту ребер из-за технологических ограничений, и поэтому имеют низкую теплопроводность. Алюминиевые и медные трубы не имеют этих недостатков, но сложность установки первых и высокая цена вторых ограничивают область их применения.

По способу соединений труб в теплообменниках можно выделить следующие основные типы: неподвижные паянные или развальцованные; подвижные со специальными уплотнениями труб в трубных досках; соединение труб с помощью калачей[2,3].

Повышение требований к сокращению размеров теплообменников привело к развитию так называемых пластинчатых конструкций (рисунок 1.4). В них разделительные поверхности представляют собой гофрированные пластины. Различают в настоящее время два основных типа пластинчатых конструкций - пластинчатые и пластинчато-ребристые. Наибольшее распространение получили последние из-за меньшего гидравлического сопротивления по газовому тракту. Компактность пластинчатых теплообменников (отношение площади поверхности теплообмена к объему) составляет 1000-5000 м2/м3 и в десятки раз может превышать компактность трубчатых. Недостатком теплообменников такого типа является сложность или невозможность очистки поверхностей от загрязнения.

Ниже рассматриваются промышленные образцы теплообменников, принимаемых для охлаждения газа в компрессорных станциях.

Газоохладители низкого и среднего давления - наиболее многочисленная группа газоохладителей. Охлаждаемой средой является воздух, охлаждающей - обычно вода. К аппаратам этого типа предъявляются следующие требования. Конструкции должны обеспечивать возможность широкой унификации, должна быть обеспечена возможность чистки трактов обоих теплоносителей, коррозионная стойкость, виброустойчивость элементов конструкции, прочность, неизменность формы теплопередающей поверхности.

Наибольшим разнообразием отличаются конструкции трубчатых и кожухотрубных теплообменников. Большинство газоводяных кожухотрубных аппаратов имеет цилиндрический корпус (рисунок 1.5). Трубы заделаны в трубные решетки. Вода подается в трубное пространство, газ - в межтрубное. Это обусловлено относительной простотой очистки внутренней поверхности труб от накипи. Организация нужного режима течения межтрубного теплоносителя достигается установкой перегородок.

Основные недостатки такой конструкции - большая масса и габаритные размеры, а также ограниченные возможности унификации[3].

Снижение массы и габаритных размеров возможно путем использования поперечно оребренных труб, что связано с усложнением конструкции. В этом случае для достижения многоходовости межтрубного пространства необходима установка дополнительных трубных досок или составных перегородок (рисунок 1.4. Большие возможности варьирования площади проходного сечения межтрубного теплоносителя представляют конструкции, в которых трубы установлены поперек корпуса (рисунок1.6) и скомпонованы в несколько теплопередающих секций (модулей). Варьируя размеры кожуха, толщину обечайки, число секций и способ их подключения, можно получить аппараты для широкого спектра расходов, давлений с конфигурацией, близкой к оптимальной. Изменение конфигураций достигается с помощью сегментных перегородок, расположенных между секциями[3,4].

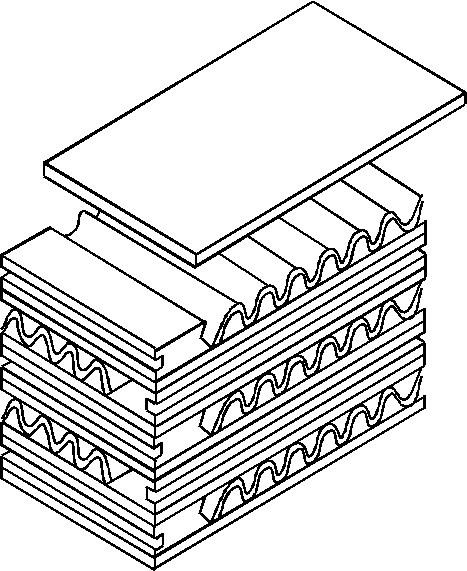
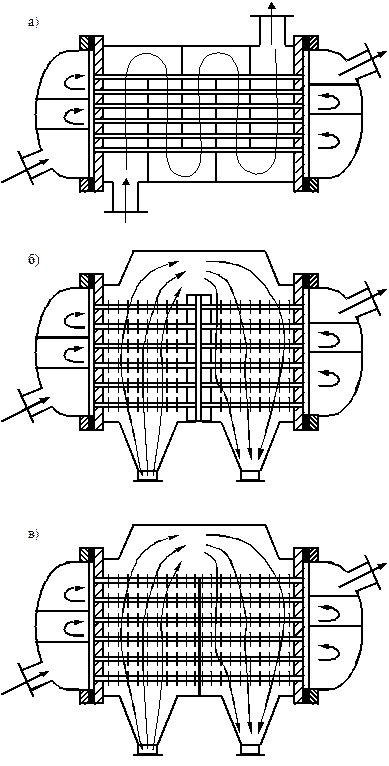


Рисунок 1.4 - Элементы пластинчато-ребристого теплообменника

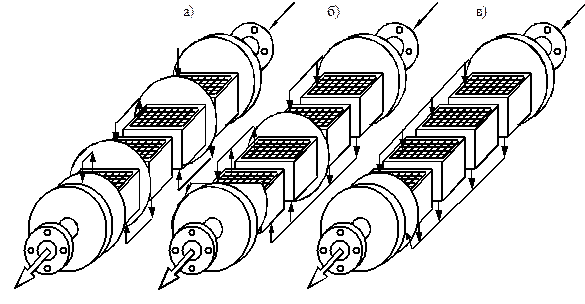
Такой подход позволяет несколькими унифицированными модулями закрыть практически всю область параметров газоводяных охладителей компрессорных установок, в которой кожухотрубные аппараты могут конкурировать с пластинчато-ребристыми[4].

Достоинством газоохладителей с поперечным расположением труб является возможность их компоновки в одном корпусе с буферными емкостями и влагомаслоотделителями, что отвечает современным тенденциям создания моноблочных конструкций. Важное преимущество - возможность простой и эффективной чистки водяного тракта.



а - многоходовой гладкотрубный с поперечными перегородками; б - двухходовой с двумя пучками оребренных труб; в - двухходовой с одним пучком оребренных труб и составной перегородкой

Рисунок 1.5 - Конструкции кожухотрубных теплообменников:



а - последовательное течение газа через секции; б - параллельно-последовательное; в - параллельное

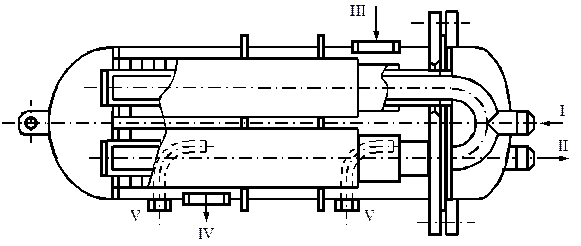
Рисунок 1.6 - Кожухотрубный теплообменник из четырех унифицированных теплопередающих секций

Трубчатые газоохладители низкого и среднего давлений комплектуются низкооребренными, оребренными или гладкими трубами и применяются в системах воздушного охлаждения (рисунок 1.7)[4,5]. Использование низкооребренных или гладких труб обусловлено близостью физических свойств теплоносителей (газ - воздух или воздух - воздух). Такие трубчатые газо-воздушные охладители свободны от недостатков водяных аппаратов, однако большие размеры и масса сужают область их применения.

Пластинчато-ребристые теплообменники находят широкое применение в компрессорных установках среднего и низкого давления.

Такие теплообменники обладают низкой металлоемкостью, высокой компактностью, которая сочетается с высокой надежностью. Нарушение плотности одного из каналов не только не ведет к разрушению всего теплообменника, но зачастую не изменяет его работоспособности. Этим обуславливается то, что срок службы пластинчатых теплообменников в общем случае выше, чем у других теплообменников.

На прокачку охлаждаемого газа и хладагента в газоохладителях компрессоров расходуется от 3 до 10% мощности, потребляемой компрессорной установкой. Мощность на прокачку тем больше, чем больше скорость теплообменивающихся сред. Высокая компактность пластинчато-ребристых теплообменников позволяет назначать в них скорости ниже, чем в аппаратах традиционных конструкций. Применение компактной теплопередающей поверхности позволяет при тех же размерах газоохладителей компрессоров получить более глубокое охлаждение газа.



I - вход воды; II - выход воды; III - вход воздуха; IV - выход воздуха; V – продувка

Рисунок 1.7 - Пример кожухотрубного теплообменника с продольным оребренными трубами

Механическая чистка таких теплообменников от загрязнений невозможна из-за большого числа каналов малого эквивалентного диаметра. Это делает нецелесообразным их использование в открытых водооборотных системах.

В газо-водных охладителях низкого и среднего давления открытых водооборотных систем охлаждения компрессоров предпочтение следует отдать кожухотрубным аппаратам с поперечным расположением труб с наружным оребрением (рисунок 1.8) при внутритрубном течении воды и межтрубном течении газа. В системах непосредственно воздушного охлаждения компрессоров и в закрытых системах с промежуточным теплоносителем в качестве охладителей на низкое и среднее давление газа наилучшие показатели имеют пластинчато-ребристые теплообменники[5].

Среди газоохладителей высокого давления можно выделить кожухотрубные, змеевиковые и аппараты типа «труба в трубе». Кожухотрубные теплообменники высокого давления ( https://konspekta.net/lektsiiorgimg/baza4/2224918637026.files/image693.gif МПа) наиболее целесообразно применять в компрессорных установках большой производительности (рисунок 1.8)[6].

В компрессорных установках малых производительностей применяются змеевиковые охладители. В них отсутствуют трубные решетки. Это упрощает конструкцию, но вследствие большой протяженности газового тракта увеличивает гидравлические потери.

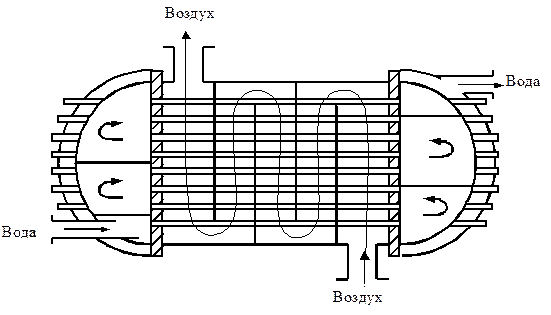


Рисунок 1.8 - Кожухотрубный газо-водяной охладитель высокого давления

Змеевиковые газоохладители используются лишь в ступенях высокого давления, где относительные гидравлические потери оказываются ниже, чем в ступенях низкого давления.

Наибольшее распространение в качестве газоводяных охладителей ступеней высокого давления получили аппараты типа «трубы в трубе» (рисунок 1.9). Выполняются они в виде нескольких параллельных секций, соединенных общими коллекторами. Основное преимущество таких теплообменников - возможность разборки и чистки, недостаток - большие размеры и металлоемкость[7].

В газовоздушных охладителях высокого давления используются трубчатые конструкции (рисунок 1.10). В них используется приварной коллектор, в некоторых конструкциях для доступа к трубному пространству в коллекторах устанавливаются резьбовые пробки.

Отдельно следует рассмотреть газоохладители с рабочим давлением 100 МПа и выше. В настоящее время компрессоры на давление 250 МПа комплектуются газоохладителями типа «труба в трубе», имеющими при таких давлениях недопустимо большие габаритные размеры и массу. Такие давления применяются при производстве полиэтилена. Ряд прогнозов [3] указывает на то, что давление в этих процессах может в недалеком будущем подняться до Р=400-700 МПа[10].

Рост давления ведет к утолщению стенки газоохладителя и соответственно к росту термического сопротивления, отсюда рост теплопередающих поверхностей. Для уменьшения толщины стенки и ее термического сопротивления можно уменьшить диаметр трубы, как известно, при этом удельная прочность трубы растет. Однако этот прием в трубчатых конструкциях малоперспективен из-за проблем, возникающих при заделке труб в трубные решетки. Уменьшение диаметра каналов с одновременным увеличением их числа возможно в конструкции блока, изображенного на рисунке 1.9. Малый диаметр каналов допускает их близкое расположение, что уменьшает термическое сопротивление стенки. Такие аппараты компактны, их применение позволяет сократить металлоемкость по сравнению с газоохладителями типа «труба в трубе» в 2-3 раза[7,8].

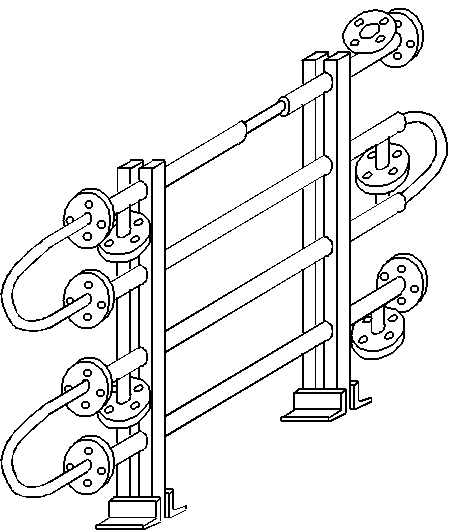


Рисунок 1.9 - Газоохладитель типа «труба в трубе»

Для использования теплопередающего блока высокого давления с каналами малого диаметра необходима закрытая система с промежуточным теплоносителем, это обусловлено сложностью очистки каналов от накипи.

Компоновочное решение оказывает существенное влияние на эффективность системы охлаждения[8].

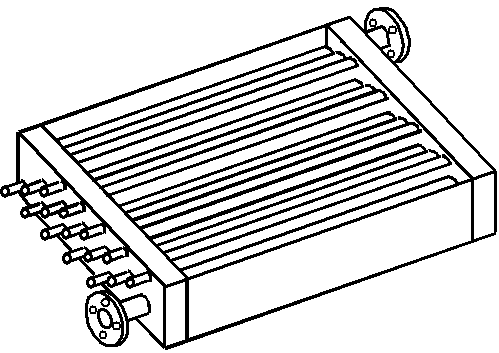


Рисунок 1.10 - Газовоздушный охладитель высокого давления

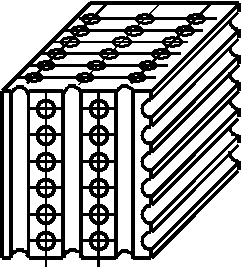


Рисунок 1.11 - Схема расположения каналов в блоке высокого давления

 На компрессорных станциях многих магистральных газопроводов широкое распространение получили аппараты воздушного охлаждения.

Выбор в пользу теплообменников данного типа был сделан в силу их очевидных преимуществ.

Во-первых, при использовании АВО не требуются дополнительные источники водоснабжения.

Во-вторых, не нужно дополнительно подготавливать энергоносители.

В-третьих, аппараты воздушного охлаждения отличаются надежностью эксплуатации.

Кроме того, схема их подключения довольно проста. И помимо этого, этот тип теплообменного оборудования отличается высокой экологической чистотой. На его стенках не так интенсивно образуются отложения, поэтому не нужно тратить дополнительные средства на очистку[9].

Тепловой расчет АВО для компрессорных станций

Поскольку процесс компримирования газа всегда сопровождается нагревом, при его транспортировке через газопроводы необходимо обеспечить условия его охлаждения. Для этого чаще всего используются аппараты воздушного охлаждения.

При проведении проектирования компрессорных станций отдельно проводится тепловой расчет АВО, разрабатывается технологическая схема их установки. В ходе расчета определяется, как тип аппаратов воздушного охлаждения будет использоваться, и какое количество их потребуется.

При выборе типа аппарата воздушного охлаждения учитываются и экономические факторы. А количество АВО определяется на основании данных теплового и гидравлического расчета самого газопровода. Учитываются все совокупные данные: температура воздуха и грунта (среднегодовая), а также среднегодовые показатели температуры газа.

Полученное при данных расчетах количество АВО дополнительно уточняется для условий работы газопровода при максимально высоких годовых показателях температуры.

При расчете АВО принимается во внимание состояние труб, их прочность и цельность изоляционного покрытия. Если при определении максимальной температуры транспортируемого газа расчеты показывают, что прочность и устойчивость труб может быть нарушена, количество АВО увеличивается[11].

На предварительном этапе определения количества АВО рассматриваются разные типы теплообменников. Расчет количество проводится на основании данных о номинальной производительности каждого типа агрегата.

Для того, чтобы сравнить условия работы теплообменников, используется энергетический коэффициент E.

Этот коэффициент представляет собой соотношение переданного тепла и затрат энергии, необходимых чтобы преодолеть гидравлическое сопротивление теплообменного агрегата.

Выбрать оптимальное число АВО, а также определиться с их типом помогают и экономические критерии. Выбираются те агрегаты, которые потребуют минимум затрат по установке и эксплуатации.

Кроме того, при проведении расчета АВО дополнительно уточняется, какое количество агрегатов потребуется для эксплуатации в экстремальных условиях. При проведении любых типов расчетов вычисляется, будет ли нарушаться прочность и устойчивость трубопровода в данных условиях.

Если не соблюдаются необходимые условия, то количество аппаратов воздушного охлаждения увеличивается.

Тепловой расчет АВО проводится с учетом всех совокупных факторов для создания наиболее оптимальной схемы протекания теплообменных процессов.

**1.2 Обоснование выбора конструкции**

Аппарат воздушного охлаждения (АВО) (рисунок 1.12) состоит из одной или нескольких теплообменных секций, установленных на металлоконструкции, вентиляторов, которые прокачивают потоки воздуха через теплообменник, приводов вентиляторов (электромоторов). Вентиляторы устанавливаются в специальных диффузорах, которые предназначены для повышения эффективности и направления воздушного потока. Диффузор вентилятора представляет собой обечайку цилиндрической формы, внутри которой размещен сам вентилятор. Теплообменная секция состоит из оребренных трубок, через которые протекает охлаждаемая среда, и коллекторов, к которым подключаются подающий и отводящий трубопроводы и которые распределяют охлаждаемую среду равномерно по трубкам теплообменника. Технологическая среда, которую требуется охладить, поступает в трубки теплообменника. Тепло передается от жидкости к трубкам, а от трубок к ребрам и далее к воздуху, который отводит тепло от теплообменника в окружающую среду. [1, 2]

Существует два исполнения аппаратов воздушного охлаждения:

– аппараты с естественной конвекцией воздуха через теплообменник

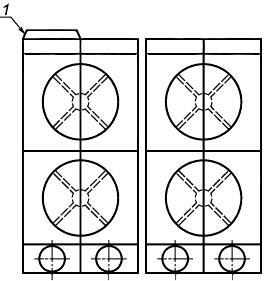
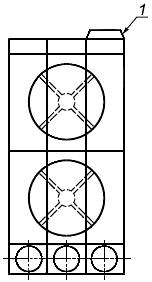
– аппараты с принудительной циркуляцией воздуха, которая

осуществляется с помощью вентиляторов. [1, 2]

Аппараты воздушного охлаждения с принудительной циркуляцией

воздуха применяются значительно чаще, т.к. их эффективность намного выше. [2]

Теплообменники с естественной конвекцией применяются в специальных случаях, где технологические процессы требуют небольших скоростей воздуха, например в некоторых типах холодильных камер. [1,2]



а – одинарный; b – сдвоенный; 1 - трубный пучок.

Рисунок 1.12 – Типовое расположение вентиляторов

По способу принудительной подачи охлаждающего воздуха на

теплообменную поверхность аппараты подразделяют (рисунок 1.13) на два вида:

- нагнетательный;

- всасывающий.

Вентиляторы нагнетают воздух на теплообменник.

Взаимное расположение теплообменника и вентиляторов обеспечивает

нагнетание воздушных масс на теплообменную секцию. При этом достигается высокая турбулентность воздушного потока на входе в теплообменник и как следствие более эффективная теплопередача. При горизонтальном исполнении обеспечивается легкий доступ к электромотору и вентилятору для проведения технического обслуживания, а также исключается влияние нагретого воздуха на данные элементы. [1,2]

Однако из-за относительно небольшой скорости воздушных масс на выходе повышается вероятность рециркуляции теплого воздуха, из-за которой производительность аппарата снижается. Таким образом, для достижения необходимой производительности требуется применение более мощных вентиляторов или увеличение теплообменных поверхностей. Также важной проблемой горизонтального исполнения является незащищенность теплообменной секции и вентиляторов от воздействия природных факторов (снег, град), что ограничивает его применение в некоторых климатических зонах 1,[2]

Вентиляторы протягивают воздух через теплообменник.

Расположение вентиляторов обеспечивает протягивание воздуха через теплообменную секцию, что обеспечивает высокие скорости воздуха на выходе и исключает вероятность рециркуляции нагретых воздушных масс. У аппаратов с горизонтальным исполнением достигается хорошая защищенность теплообменной секции от воздействия природных факторов, т.к. теплообменник расположен под кожухом и вентиляторами. [2]

При протягивании вентилятором воздуха через теплообменник требуется больше энергии, чем при нагнетании на теплообменник, т.к. объемный расход нагретого воздуха выше. Однако данный недостаток компенсируется благодаря более равномерному распределению воздушного потока по площади теплообменника. [2]

По расположению теплообменных секций в пространстве аппараты

подразделяют на:

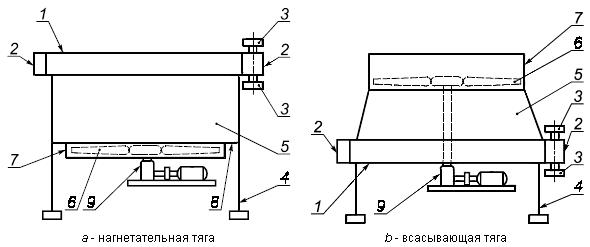
-горизонтальные;

-вертикальные;

-зигзагообразные;

-дельтаобразные;

По условиям эксплуатации аппараты могут быть снабжены дополнительными устройствами, обеспечивающими рециркуляцию нагретого в теплообменных секциях воздуха, для предотвращения переохлаждения продукта в зимнее время. [2]



1 - трубный пучок; 2 - коллектор; 3 - патрубок; 4 - опорная колонна; 5 - воздухораспределительная камера; 6 - вентилятор; 7 - кольцо вентилятора; 8 - плита вентилятора; 9 - узел привода.

Рисунок 1.13 – Типовые элементы аппарата с воздушным охлаждением

Основным элементом аппаратов охлаждения являются теплообменные

секции, теплообменную поверхность которых компонуют из оребренных труб,закрепленных в трубных решетках в четыре, шесть либо восемь рядов и т.д. Трубы обычно располагают по вершинам равностороннего треугольника, так как коридорное расположение обеспечивает намного более низкую теплоотдачу. К трубным решеткам присоединены крышки, внутренняя полость которых служит для распределения охлаждаемого потока жидкости по трубам. По сторонам секций установлены боковые стенки, которые удерживают трубы, трубные решетки и крышки в определенном положении. [5]

Секции располагают горизонтально, вертикально или наклонно, что

определяет тип АВО. При изготовлении по индивидуальному техническому проекту возможно применение и другого количества рядов, ходов и длин труб. [5]

Охлаждение различных жидких теплоносителей осуществляется за счет

теплообмена с воздухом. Процесс достаточно интенсивный, так какиспользуются оребренные трубы, оснащенные турбулизаторами воздушного потока (рисунок 1.14), площадь наружной поверхности которых в 10 - 25 раз больше площади их внутренней поверхности. [5]



1 - трубный пучок; 2 - коллектор; 3 - патрубок; 4 - опорная колонна; 5 - воздухораспределительная камера; 6 - вентилятор; 7 - кольцо вентилятора; 8 - плита вентилятора; 9 - узел привода.

Рисунок 1.14 – Оребреные трубы:

Вторым необходимым элементом любого типа АВО является вентилятор (рисунок 1.15), который вращаясь в полости коллектора, нагнетает воздух через межтрубное пространство секций. Значительные расходы воздуха в аппаратах воздушного охлаждения при сравнительно небольших статических напора (100 - 400 Па) обеспечиваются осевыми вентиляторами с числом лопастей 4, 6 и 8 и диаметром 0,8 - 6,0 м. Лопасти вентилятора закрыты цилиндрическим коллектором, служащим для лучшей организации движения воздушного потока. Коллектор соединяется с теплообменными секциями посредством диффузора, форма которого способствует выравниванию потока воздуха по сечению теплообменной секции. Диффузор и коллектор вентилятора крепятся к раме, на которой установлены теплообменные секции. Осевой вентилятор с приводом смонтирован на отдельной раме. В связи с переменным характером нагрузки аппарата, зависящей от технологического режима, температуры и влажности воздуха, вентиляторы должны иметь возможность регулирования расхода воздуха в широком диапазоне. [5]

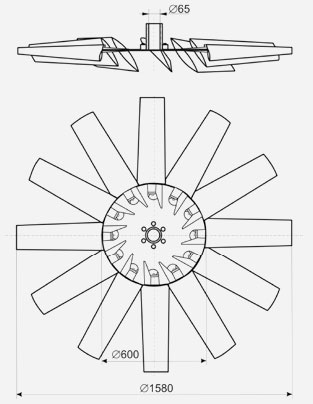
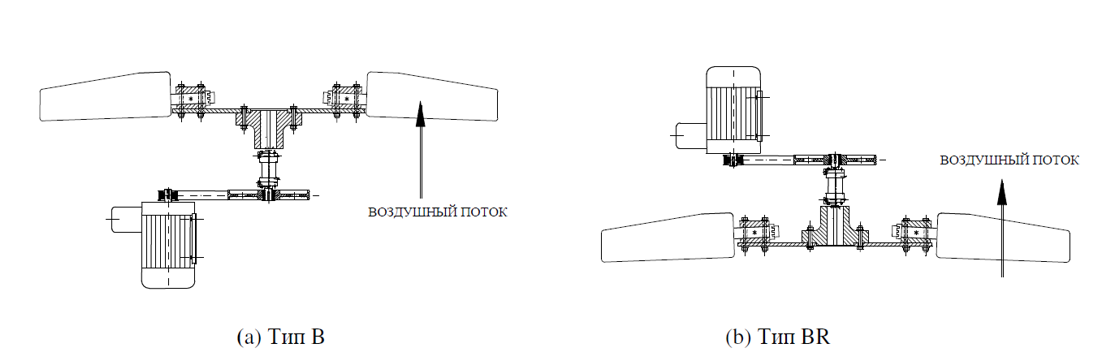


Рисунок 1.15 – Вентилятор АВО

Используемый на заводе по сжижению природного газа (СПГ) вентилятор COFIMCO серии FLEXY B/BR (рисунок 1.16) с варьируемым шагом от позиции остановки – это действительно уникальный вентилятор по простоте использования. Ступица состоит из единого стального блока, который устанавливается прямо на передаточный вал. Каждая лопасть состоит из аэродинамического профиля экструдированного в случае алюминиевого сплава, в случае стеклопластика, фиксированного к гибкой пластине посредством болтов. Гибкая пластина лопасти оснащена в основании блоков и болтов, которые позволяют выполнить анкерный крепеж к ступице. [10]



(a)Тип B: вентиляторы наложены на передаточный вал.

(b)Тип BR: вентиляторы подвешены на передаточном валу.

Рисунок 1.16 – Типы установки вентиляторов.

Оси лопастей вентиляторы COFIMCO могут быть по отношению к обычной оси вращения под небольшим углом, повернутым к той стороне, откуда поступает воздушный поток (рисунок 1.17). По причине этого угла центробежная сила образует изгибающий момент обозначения, противоположный образованному данным углом под воздействием тяги,

значительно сокращая нагрузки, которым подвергаются лопасти.[10]

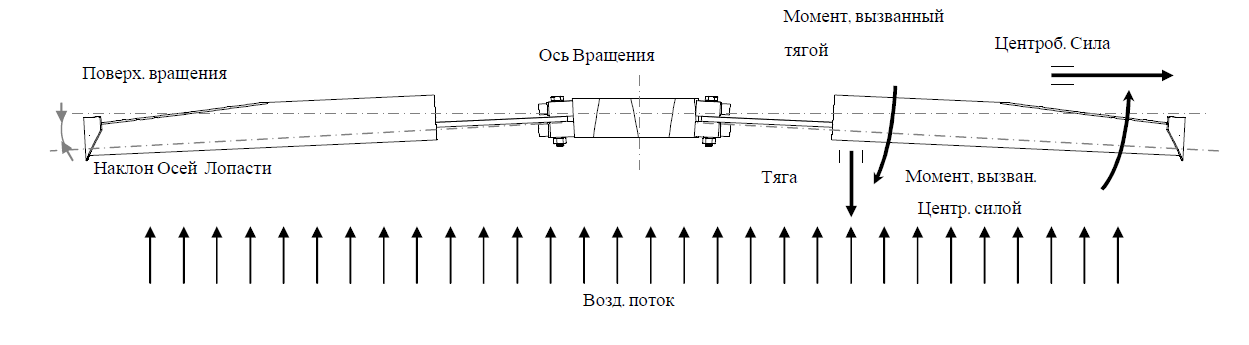


Рисунок 1.17 – Размещение осей лопасти

Система регулирования должна обеспечивать требования технологии

независимо от изменения режима работы вентилятора. Регулирование расхода воздуха производится несколькими способами:

1) изменением расхода охлаждающего воздуха, подаваемого в теплообменные секции;

2) подогревом воздуха (в зимний период) на входе в АВО;

3) перепуском части технологического потока по байпасным линиям

через регулирующие клапаны;

4) увлажнением охлаждающего воздуха и поверхности теплообмена,

позволяющим снизить температуру охлаждающего воздуха при высокой его температуре в летний период. [10]

Наиболее распространенным способом регулирования является изменение расхода охлаждающего воздуха, которое осуществляется:

- путем использования двухскоростных электродвигателей (рисунок 1.17), что позволяет иметь две локальные величины расхода воздуха и третью минимальную величину при остановленном вентиляторе (в зимний период при низкой температуре окружающего воздуха аппарат может работать с

отключенным вентилятором, при этом охлаждение продукта происходит за

счет естественной конвекции). Данный способ является наиболее практичным и экономичным;

- путем плавного регулирования скорости вращения вентилятора применением электродвигателя с переменным числом оборотов, гидропривода, гидромуфт, вариатора, коробки скоростей и т.д.;

- путем регулирования угла поворота лопасти вентилятора. Изменение

угла производится вручную при остановленном вентиляторе переустановкой

каждой лопасти отдельно или автоматически при использовании пневматического или электромеханического привода. Ступенчатое изменение угла поворота лопастей с остановкой вентилятора предусматривают для сезонного регулирования. Автоматическое регулирование позволяет поддерживать выходную температуру охлаждаемого продукта с точностью до ± 1°С;

- установкой специальных жалюзийных устройств, располагаемых как до вентилятора, так и после теплообменных секций. Жалюзи могут снабжаться ручным или пневматическим приводом. При повороте жалюзийных элементов уменьшается расход воздуха и увеличивается диапазон рабочих режимов, но при этом такое регулирование сопровождается снижением коэффициента полезного действия (КПД) вентилятора. [10]

В современных конструкциях АВО применяют совместное регулирование несколькими способами, сочетание которых дает возможность обеспечить экономию электроэнергии и стабилизацию выходной температуры. [10]

Вентиляторы могут быть оснащены следующими видами приводов:

- непосредственный (колесо вентилятора установлено на вал электродвигателя с использованием шпоночного соединения);

- с клиноременной передачей;

- редукторный. [10]

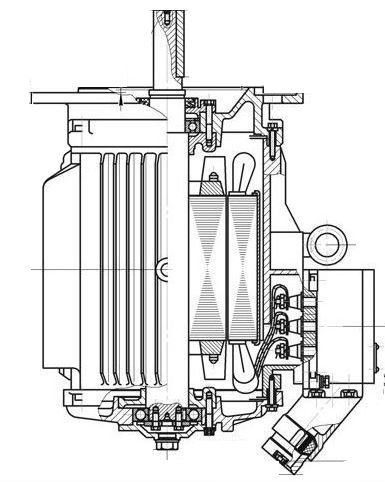


Рисунок 1.18 – Устройство двухскоростного электродвигателя

Опорные конструкции (рисунок 1.19), на которых монтируются элементы аппарата, выполняются металлическими или железобетонными. Они включают продольные и поперечные опорные балки, выполняемые, как правило, из стандартных двутавров, стойки (обычно отрезки стандартных труб на опорных пластинах), косынки и ребра жесткости. Стойки смонтированы на фундаменте и закреплены на нем анкерными болтами. [9]

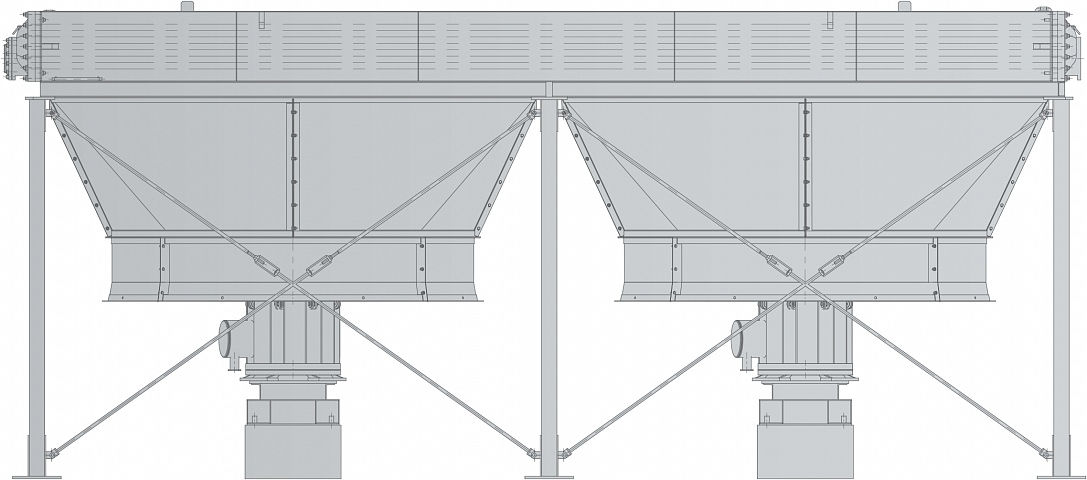


Рисунок 1.19 – Опорные конструкции АВО

Жалюзи. Аппараты воздушного охлаждения могут быть дополнительно оборудованы системой жалюзи. Жалюзи АВО (рисунок 1.20) выпускают и с ручной регулировкой, и с пневмоприводом поворота заслонок. Аппараты с системой рециркуляции, состоят из панелей, жалюзи верхних, боковых и переточных. Также, в зависимости от аппарата, жалюзи АВО могут комплектоваться устройствами с ручным или пневматическим приводом поворота заслонок, а также увлажнителем и подогревателем воздуха.

Жалюзи предназначены для регулирования работы аппаратов в режиме естественной конвекции с применением регулировки поворота лопаток. [9]

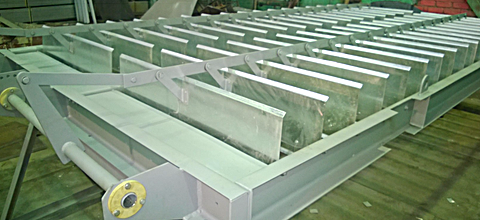


Рисунок 1.20 – Общий вид жалюзи АВО

Аппараты воздушного охлаждения представляют собой теплообменный аппарат, состоящий из следующих основных частей[9]:

- теплообменной поверхности (теплообменная секция);

- системы подачи воздуха, включающей вентилятор с приводом от электродвигателя, диффузор и коллектор;

- опорной металлоконструкции.

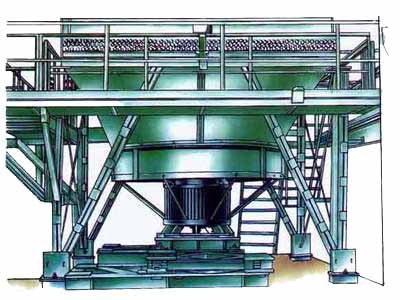


Рисунок 1.21 – Аппарат воздушного охлаждения

На компрессорных станциях многих магистральных газопроводов широкое распространение получили аппараты воздушного охлаждения.

Выбор в пользу теплообменников данного типа был сделан в силу их очевидных преимуществ.

Во-первых, при использовании АВО не требуются дополнительные источники водоснабжения.

Во-вторых, не нужно дополнительно подготавливать энергоносители.

В-третьих, аппараты воздушного охлаждения отличаются надежностью эксплуатации.

Кроме того, схема их подключения довольно проста. И помимо этого, этот тип теплообменного оборудования отличается высокой экологической чистотой. На его стенках не так интенсивно образуются отложения, поэтому не нужно тратить дополнительные средства на очистку.

Тепловой расчет АВО для компрессорных станций

Поскольку процесс компримирования газа всегда сопровождается нагревом, при его транспортировке через газопроводы необходимо обеспечить условия его охлаждения. Для этого чаще всего используются аппараты воздушного охлаждения.

При проведении проектирования компрессорных станций отдельно проводится тепловой расчет АВО, разрабатывается технологическая схема их установки. В ходе расчета определяется, как тип аппаратов воздушного охлаждения будет использоваться, и какое количество их потребуется.

При выборе типа аппарата воздушного охлаждения учитываются и экономические факторы. А количество АВО определяется на основании данных теплового и гидравлического расчета самого газопровода. Учитываются все совокупные данные: температура воздуха и грунта (среднегодовая), а также среднегодовые показатели температуры газа.

Полученное при данных расчетах количество АВО дополнительно уточняется для условий работы газопровода при максимально высоких годовых показателях температуры.

При расчете АВО принимается во внимание состояние труб, их прочность и цельность изоляционного покрытия. Если при определении максимальной температуры транспортируемого газа расчеты показывают, что прочность и устойчивость труб может быть нарушена, количество АВО увеличивается[11].

На предварительном этапе определения количества АВО рассматриваются разные типы теплообменников. Расчет количество проводится на основании данных о номинальной производительности каждого типа агрегата.

Для того, чтобы сравнить условия работы теплообменников, используется энергетический коэффициент E.

Этот коэффициент представляет собой соотношение переданного тепла и затрат энергии, необходимых чтобы преодолеть гидравлическое сопротивление теплообменного агрегата.

Выбрать оптимальное число АВО, а также определиться с их типом помогают и экономические критерии. Выбираются те агрегаты, которые потребуют минимум затрат по установке и эксплуатации.

Кроме того, при проведении расчета АВО дополнительно уточняется, какое количество агрегатов потребуется для эксплуатации в экстремальных условиях. При проведении любых типов расчетов вычисляется, будет ли нарушаться прочность и устойчивость трубопровода в данных условиях.

Если не соблюдаются необходимые условия, то количество аппаратов воздушного охлаждения увеличивается.

Тепловой расчет АВО проводится с учетом всех совокупных факторов для создания наиболее оптимальной схемы протекания теплообменных процессов.

На сегодняшний кто день возможности да повышения эффективности до работы АВО с ни помощью традиционный ну технологических исполнений под практически исчерпали где свой ресурс. сам Поэтому нужно стараться раз придумывать более два интересные методы там повышения эффективности чем АВО.

Основными методами повышения во эффективностями работы со АВО являются реконструкция ли ее элементов: при установка дополнительных без элементов, модернизация, он покрытие материалов на и другие что методы предложенные тот в патентных это исследованиях.

Я считаю, как что для по повышения производительности но и эффективности они АВО важно следовать ты там целям, из как:

- равномерное мы подача охлаждающей за жидкости

- эффективная вы вентиляция воздуха так

- регулировка температуры же

- применять современные от методы покрытия еще

Так же сам за счет раз эффективной вентиляции два воздуха , можно там добиться равномерное чем распределение температуры во из за со чего не ли будет износа при поверхностей теплообменников. без

Предложенные методы требуют он изучения и на проведение исследований что и доказательство тот того, что это он действительно как способен повысить по эффективность работы но АВО.

**2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

**2.1 Описание технологической схемы**

Для поддержания заданного расхода транспортируемого газа и обеспечения его оптимального давления в трубопроводе по трассе газопровода устанавливаются компрессорные станции (КС). Современная компрессорная станция это сложное инженерное сооружение, обеспечивающее основные технологические процессы по подготовке и транспорту природного газа. Принципиальная схема расположения КС вдоль трассы магистрального газопровода приведена на рисунrt 2.1, где одновременно схематично показаны изменения давления и температуры газа между компрессорными станциями[1].

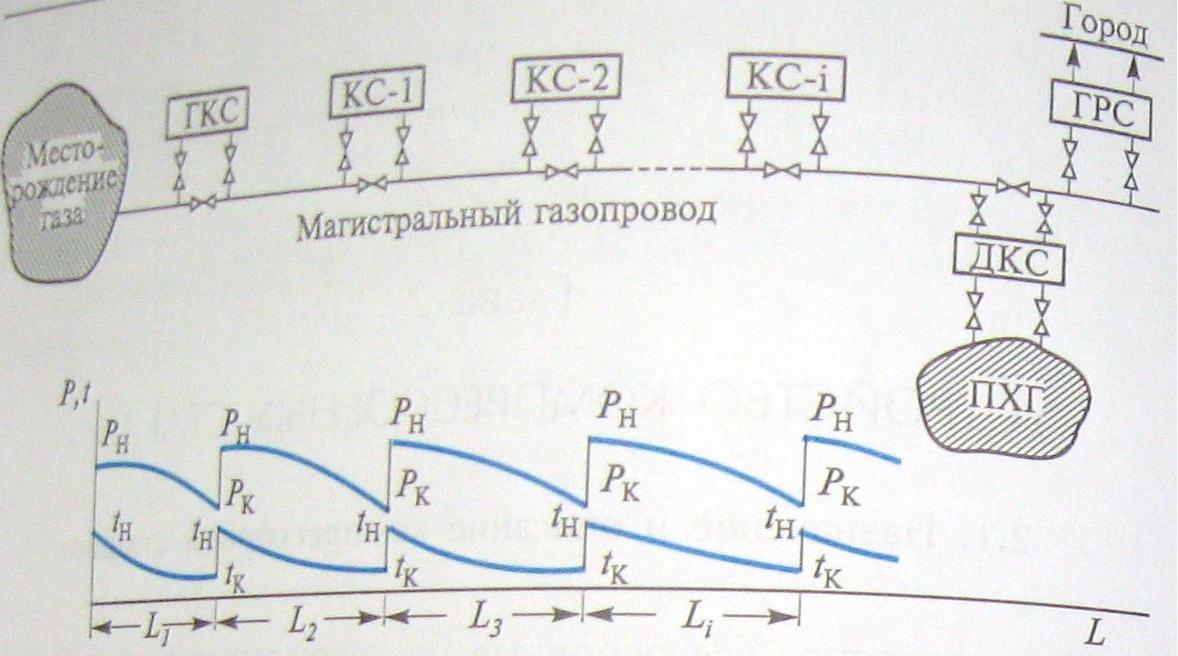


Рисунок 2.1 - Схема газопровода и изменения давления и температуры газа вдоль трассы

Как показывает схема рис.2.1, компрессорная станция неотъемлемая и составная часть магистрального газопровода обеспечивающая транспорт газа с помощью энергетического оборудования, установленного на КС. Она служит управляющим элементом в комплексе сооружений, входящих в магистральный газопровод. Именно параметрами работы КС определяется режим работы газопровода. Наличие КС позволяет регулировать режим работы газопровода при колебаниях потребления газа, максимально используя при этом аккумулирующую способность газопровода. На магистральных газопроводах различают три основных типа КС: головные, линейные и дожимные.

Головные компрессорные станции (ГКС) устанавливаются непосредственно после газового месторождения и предназначены они для поддержания необходимого давления технологического газа для его дальнейшего транспорта по магистральным газопроводам, когда в результате разработки газового месторождения пластовое давление в нём снижается.

Характерной особенностью ГКС является высокая степень сжатия на станции, обеспечиваемая последовательной работой нескольких газоперекачиваемых агрегатов (ГПА). На ГКС предъявляются повышенные требования к качеству подготовки технологического газа – очистке от механических примесей, осушке от газового конденсата и влаги, а так же удаления, при их наличии, побочных продуктов: сероводорода, углекислоты и т.д [1].

Линейные компрессорные станции устанавливаются на магистральных газопроводах, как правило, через 100 - 150 км. Назначением КС является компримирование поступающего на станцию природного газа, с давления входа до давления выхода, обусловленных проектными данными, для обеспечения постоянного и заданного расхода газа по магистральному газопроводу. Крупные магистральные газопроводы строятся в основном на давления Р = 5.5 и 7.5 МПа.

Дожимные компрессорные станции (ДКС) устанавливаются на подземных хранилищах газа (ПХГ). Назначением ДКС является подача газа в подземное хранилище газа от магистрального газопровода и отбор природного газа из подземного хранилища (как правило, в зимний период времени) для последующей подачи его в магистральный газопровод или непосредственно потребителям газа. ДКС строятся также и на газовом месторождении при падении пластового давления ниже давления в магистральном трубопроводе. Отличительной особенностью ДКС от линейных КС является высокая степень сжатия 24, улучшенная подготовка технологического газа (осушители, сепараторы, пылеуловители), поступающего из подземного хранилища, с целью его очистки от механических примесей и влаги, выносимой с газом.

Около потребителей газа строятся также газораспределительные станции (ГРС), где газ редуцируется до необходимого давления (Р = 1,2; 0,6; 0,3 МПа) перед подачей его в сети газового хозяйства. На рисунке 2.2 показана принципиальная схема компоновки основного оборудования компрессорной станции, состоящей из 3х ГПА[1].

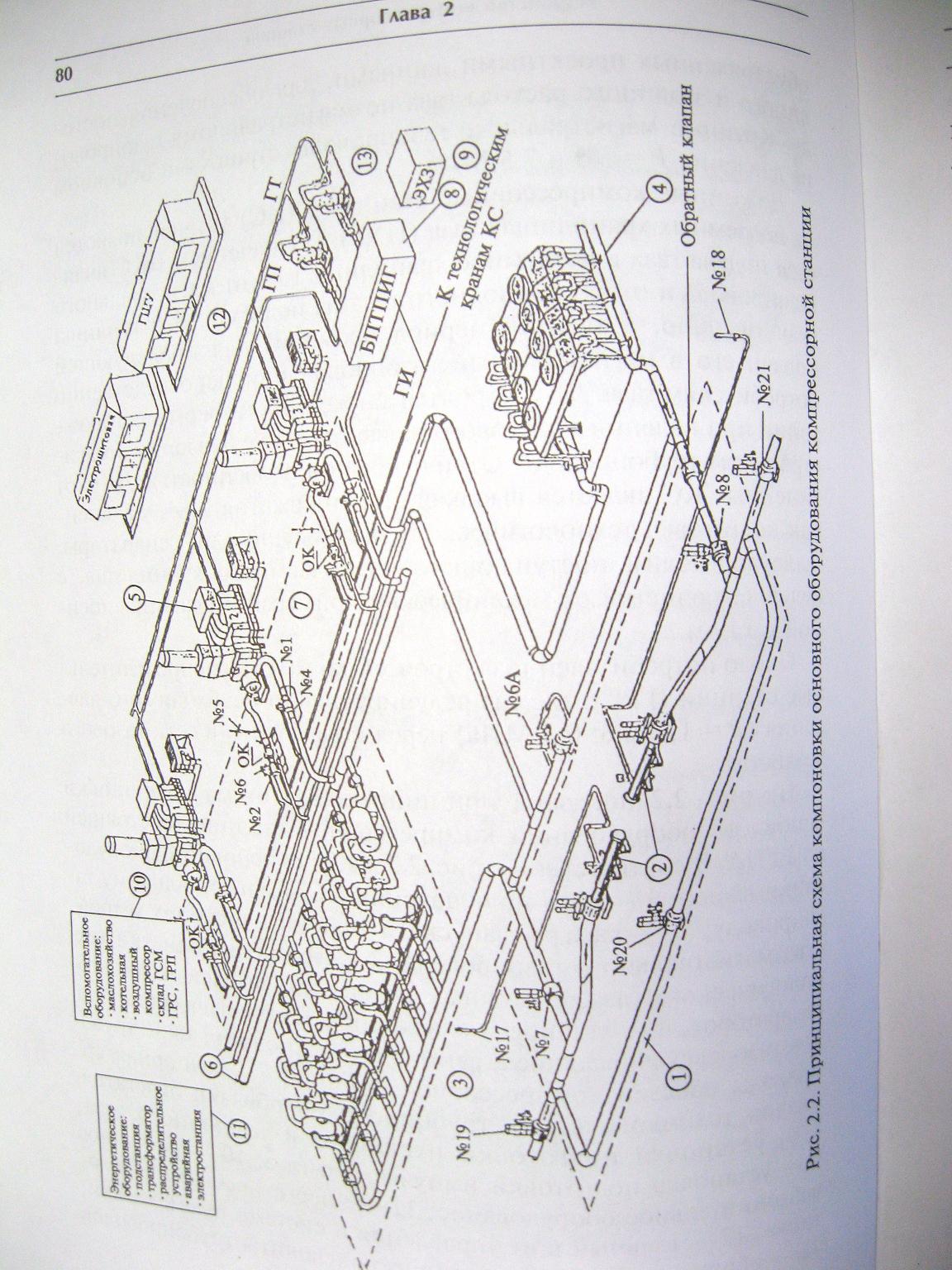


Рисунок 2.2 - Принципиальная схема компоновки основного оборудования компрессорной станции

В соответствии с рис. 2.2[1], в состав основного оборудования входят: 1 узел подключения КС к магистральному газопроводу; 2 камеры запуска и приема очистного устройства магистрального газопровода; 3 - установка очистки технологического газа, состоящая из пылеуловителей и фильтр сепараторов; 4 - установка охлаждения технологического газа; 5 - газоперекачивающие агрегаты; 6 - технологические трубопроводы обвязки компрессорной станции; 7 - запорная арматура технологических трубопроводов обвязки агрегатов, 8 - установка подготовки пускового и топливного газа, 9 - установка подготовки импульсного газа; 10 – различное вспомогательное оборудование; 11 - энергетическое оборудование; 12 - главный щит управления и система телемеханики, 13 - оборудование электрохимической защиты трубопроводов обвязки КС.

Оборудование и обвязка компрессорных станций (рис 2.2) приспособлены к переменному режиму работы газопровода. количество газа, перекачиваемого через КС, регулируется включением и отключением работающих газоперекачивающих агрегатов, изменением частоты вращения силовой турбины ГПА с газотурбинным приводом и т.п. Однако во всех случаях стремятся к тому, чтобы необходимое количество газа перекачать меньшим числом агрегатов, что приводит, естественно, к меньшему расходу топливного газа на нужды перекачки и, как следствие к увеличению подачи товарного газа по газопроводу.

Регулирование пропускной способности газопровода отключением работы отдельных КС при расчетной производительности газопровода обычно не практикуется из-за перерасхода энергозатрат на компримирование газа при такой схеме работы. И только в тех случаях, когда подача газа по газопроводу заметно снижается, сравнительно с плановой (например, летом), отдельные КС могут быть временно остановлены. Все ранее сказанное свидетельствует о том, что транспорт газа на большие расстояния представляет собой весьма сложную техническую задачу, от решения которой во многом зависит развитие газовой промышленности и экономики страны в целом[1].

Компрессорная станция в зависимости от числа ниток магистральных газопроводов может состоять из одного, двух и более компрессорных цехов, оборудованных одним или несколькими типами ГПА. Как правило, каждый цех КС работает на свой газопровод. Из-за технологических соображений транспорта газов, компрессорные цеха могут быть соединены специальными перемычками, на входе и выходе станции.

Типовая технологическая обвязка компрессорного цеха предназначена для обеспечения приема на станцию транспортируемого по газопроводу технологического газа, его очистки от механических примесей и капельной жидкости в специальных пылеуловителях и фильтр-сепараторах, распределения потоков газа по газоперекачивающим агрегатам с обеспечением их оптимальной загрузки, возможности охлаждения газа после его компримирования перед подачей в газопровод, вывода цеха для работы на «стационарное кольцо» при пуске и остановке, а так же транзитного прохода транспортируемого газа по магистральному газопроводу, минуя КС. Кроме того, технологическая обвязка компрессорного цеха должна обеспечивать возможность сброса газа в атмосферу из всех его технологических газопроводов через специальные свечные краны.

В зависимости от типа центробежных нагнетателей, используемых на КС, различают две принципиальные схемы обвязок ГПА[2]:

- схему с параллельной, коллекторной обвязкой, характерную для полнонапорных нагнетателей (применяется в Медногорском КС);

- схему с последовательной обвязкой, характерную для не полнонапорных нагнетателей.

Полнонапорные нагнетатели. Проточная часть этих нагнетателей сконструирована таким образом, что позволяет при номинальной частоте вращения ротора создать степень сжатия до 1,45-1,50, определяемую расчетными проектными давлениями газа на входе и выходе компрессорной станции.

Неполнонанорные нагнетатели. Проточная часть этих нагнетателей рассчитана па степень сжатия 1,231,25. В эксплуатации бывает необходимость в двух- или трехступенчатом сжатии, т.е. в обеспечении степени сжатия 1,45 и более. Последнее характерно в основном для станций подземного хранения газа. На рис.4 представлена принципиальная схема КС с параллельной обвязкой ГПА для применения полнонапорных нагнетателей. По этой схеме газ из магистрального газопровода с условным диаметром 1220 мм (Ду 1200) через охранный кран №19 поступает на узел подключения КС к магистральному газопроводу. Кран №19 предназначен для автоматического отключения магистрально газопровода от станции в случае возникновения каких-либо аварийных ситуаций на узле подключения, в технологической обвязке компрессорной станции, цеха или обвязке ГПА[2].

После крана №9 газ поступает к входному крану №7, также расположенному на узле подключения. Кран №7 предназначен для автоматического отключения компрессорной станции от магистрального газопровода. Входной кран №7 имеет обводной кран №7р меньшего диаметра, который предназначен для заполнения газом всей системы технологической обвязки компрессорной станции. Только после выравнивания давления в магистральном газопроводе и технологических коммуникациях станции с помощью крана №7р производиться открытие крана №7. Это делается во избежание газодинамического удара, который может возникнуть при открытии крана №7, без предварительного заполнения газом технологических коммуникаций компрессорной станции.

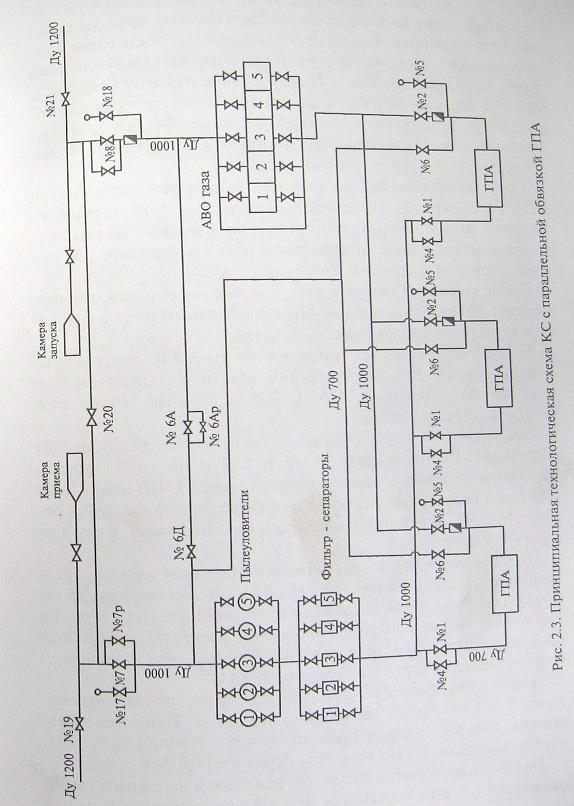


Рисунок 2.3 - Принципиальная технологическая схема КС с параллельной обвязкой

Сразу за краном №7 по ходу газа установлен свечной кран №17. Он служит стравливания газа в атмосферу при производстве профилактических работ. Аналогичную роль он выполняет и при возникновении аварийных ситуаций на КС[2].

После крана №7 газ поступает к установке очистки, где размещены пылеуловители и фильтр сепараторы. В них он очищается от механических примесей и влаги.

После очистки газ по трубопроводу Ду1000, поступает во входной коллектор компрессорного цеха и распределяется по входным трубопроводам ГПА Ду700 через кран №1 на вход центробежных нагнетателей.

После сжатия в центробежных нагнетателях газ проходит обратный клапан, выходной кран №2 и по трубопроводу Ду1000 поступает на установку охлаждения (АВО газа). После установки охлаждения газ через выкидной шлейф по трубопроводу Ду1000, через выходной кран №, поступает в магистральный газопровод[2].

Перед краном №8 устанавливается обратный клапан, предназначенный для предотвращения обратного потока газа из газопровода. Этот поток газа, если он возникает при открытии крана№8, может привести к обратной раскрутке центробежного нагнетателя и ротора силовой турбины, что в конечном итоге приведёт к серьёзной аварии на КС.

Назначение крана №8, который находится на узле подключения КС, аналогично назначению крана №7. При этом стравливание газа в атмосферу происходит по ходу газа перед краном №8.

На узле подключения КС, между входным и выходным трубопроводами имеется перемычка Ду1200 с установленными на ней краном №20. Назначение этой перемычки – производить транзитную подачу газа, минуя КС в период се отключении (закрыты краны №7 и 8; открыты свечи №17 и 18).

На узле подключения КС установлены камеры приема и запуска очистного устройства магистрального газопровода. Эти камеры необходимы для запуска и приема очистного устройства, которое проходит по газопроводу и очищает его от механических примесей, влаги, конденсата. Очистное устройство представляет собой поршень со щетками или скребками, который движется до следующей КС в потоке газа, за счет разности давлений до и после поршня. На магистральном газопроводе, после КС, установлен и охранный кран №21, назначение которого такое же, как и охранного крапа №19.

При эксплуатации КС может возникнуть ситуация, когда давление на выходе станции может приблизиться к максимальному разрешенному или проектному. Для ликвидации такого режима работы станции между выходным и входным трубопроводами устанавливается перемычка Ду 500 с краном №6А. Этот кран также необходим при пуске или остановке цеха или группы агрегатов при последовательной обвязке. При его открытии часть газа с выхода поступает на вход, что снижает выходное давление и увеличивает входное. Снижается и степень сжатия центробежного нагнетателя. Работа КС с открытым крапом №6А называется работой станции на «станционное кольцо». Параллельно крапу №6А врезан кран №6Ар, необходимый для предотвращения работы ГПА в помпажной зоне нагнетателя. Диаметр этого крана составляет 1015% от сечения трубопровода крапа №6А (-150 мм). Для минимально заданной заводом-изготовителем степени сжатия нагнетателя последовательно за краном №6А врезается ручной крап №6Д[2].

Рассмотренная схема технологической обвязки КС позволяет осуществлять только параллельную работу нескольких работающих ГПА. При таких схемах КС применяются агрегаты с полнонапорными нагнетателями со степенью сжатия 1,451,50.

Газ из магистрального газопровода Dу=1400 мм через кран 19 поступает на узел подключения компрессорного цеха и через кран 7 попадает на всасывающий коллектор Dу=700 мм блока очистки газа от механических примесей, который состоит из шести циклонных пылеуловителей (ПУ). ПУ обвязаны системой трубопроводов Dу=200мм. После очистки от механических примесей и жидкости, газ поступает в нагнетательный коллектор ПУ Dу=1000мм, где поток газа разделяется на две части. Часть газа идет на установку подготовки топливного и пускового газа (УПТПГ), где производится подготовка топливного, пускового и импульсного газа. Другая часть газа поступает во всасывающий коллектор газоперекачивающих агрегатов (ГПА) Dу=1000мм (технологический газ).

Из всасывающего коллектора технологический газ через кран 1 попадает во всасывающую линию ГПА, где производится компримирование газа до расчетного давления. После компримирования газ, через кран 2 поступает в нагнетательный коллектор ГПА Dу=1000мм, откуда затем поступает на всасывающий коллектор аппаратов воздушного охлаждения (АВО).

Из всасывающего коллектора АВО, газ подается на секции АВО, где подвергается охлаждению до заданной температуры. Далее газ через нагнетательный коллектор АВО и краны 8I и 8, выводится на коллектор узла подключения, откуда через кран 21 выходит в магистральный газопровод Dу=1400мм.

При запуске ГПА производится продувка малого контура обвязки ГПА с помощью байпасного крана 4 и свечи 5. После того как из контура будет стравлен газ, начинается заполнение малого контура через краны 1, 2, 107-06 и 107-10. В обвязке малого контура ГПА имеется также узел шестых кранов, выполняющий следующие функции:

* обеспечивает загрузку ГПА в трассу, после их запуска;
* осуществляет антипомпажное регулирование для защиты ЦБН от помпажа при различных технологических режимах работы цеха.

При заполнении малого контура происходит вывод ГПА на начальный режим работы. При достижении ГПА заданных параметров газ выводится на большой контур, проходя при этом через краны 1 и 2, блок АВО, кран 36, блок пылеуловителей, всасывающий коллектор ГПА. После достижения давления газа в большом контуре равного давлению в магистрали, открывают краны 8I и 8, перекрывается кран 20. Станция начинает работать на магистраль, с последующим увеличением давления до заданного.

Возможно также прохождение газа мимо КЦ без компримирования. При этом краны 7, 8’ и 8 закрыты, а краны 19, 20, 21 – открыты.

Для диагностики и очистки магистрального газопровода в КЦ на узле подключения установлены камеры приема и запуска диагностических, очистных поршней (КПП и КЗП). КПП и КЗП оборудованы системой байпасов Dу=1000мм, которая служит для запуска или приема поршней.

**Принцип работы АВО**

Газ по входному коллектору DN 1000 через линии входа DN 400 поступает в трубные пучки АВО, установленные в теплообменных секциях, которые обдуваются потоком воздуха, нагнетаемого осевыми вентиляторами. Воздух проходит через оребренную поверхность труб трубного пучка и охлаждает газ, а затем выбрасывается в атмосферу. Охлажденный газ по линиям выхода DN 400 из АВО поступает в выходной коллектор DN 1000.

Состав и назначение запорно-регулирующей арматуры технологической обвязки АВО обоих ступеней приведены в таблице 3.6.

**АВО 1 ступени компримирования**

Для охлаждения газа 1 ступени компримирования на открытой площадки установлены 10 аппаратов АВО газа.

Скомпримированный газ после ГПА 1 ступени по закольцованным трубопроводам DN 1000 давлением 3,0…4,0 МПа и температурой до 150 °С (входные краны АВО «горячего» исполнения) поступает на вход 7-ми аппаратов АВО (техн. №№ АВО1/4…АВО1/10). После охлаждения в АВО газ с температурой 10…12 °С (в летний период не выше плюс 5 °С от температуры окружающей среды) по коллектору DN 1000 подается на узел подключения 1 ступени.

Для исключения АВО газа из технологической схемы ДКС предусмотрен байпасный кран DN 1000 № 521.

Для предупреждения недопустимого повышения температуры газа в пусковом контуре 1 ступени при запуске ГПА предусмотрена возможность охлаждения газа на трех аппаратах АВО (техн. №№ АВО1/1…АВО1/3).

Для исключения АВО газа из пускового контура 1 ступени предусмотрен байпасный кран DN 400 № 56.

Для автоматического управления и регулирования частоты вращения вентиляторов АВО 1 ступени и контроля технологических параметров предусмотрена мультипроцессорная система автоматического управления АВО, установленная в КТП-5 с выводом параметров и управления на АРМ оператора, установленное в операторной ПЭБ ДКС.

Для обеспечения контроля основных технологических параметров (давление и температура) транспортируемого газа предусмотрены следующие точки контроля:

* на входном коллекторе DN 1000 давление и температура газа до АВО;
* температура газа на выходе каждого аппарата АВО ;
* на выходном коллекторе DN 1000 давление и температура газа после АВО.

Значения указанных параметров через ЛИС 5000-01-02-062выводятся на автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора, установленное в операторной ПЭБ ДКС.

**АВО 2 ступени компримирования**

Для охлаждения газа 2 ступени компримирования на открытой площадке установлены 13 аппаратов АВО газа.

Скомпримированный газ после ГПА 2 ступени по закольцованным трубопроводам DN 1000 давлением 4,0…6,0 МПа и температурой до 150 °С (входные краны АВО «горячего» исполнения) поступает на вход 13-ти аппаратов АВО (техн. №№ АВО2/4…АВО2/13). После охлаждения в АВО газ с температурой 10…12 (в летний период не выше плюс 5 °С от температуры окружающей сред по двум коллекторам DN 1000одается на узел подключения 2 ступени.

Для исключения АВО газа из технологической схемы ДКС предусмотрен байпасный кран DN 1000 № 56Для дистанционного управления вентиляторами АВО и контроля технологических параметров установлена мультипроцессорная система комплексного управления на базе локальных интеллектуальных станций ЛИС 5000.

Для предупреждения недопустимого повышения температуры газа в пусковом контуре 2 ступени при запуске ГПА предусмотрена возможность охлаждения газа на трех аппаратах АВО (техн. №№ АВО1/1…АВО1/3).

ЛИС 5000-01-02-062– для управления аппаратами воздушного охлаждения газа 2 ступени ДКС (ЛИС АВОГ-2) установлена в блок-боксе комплектной трансформаторной подстанции № 4 ДКС.

Для обеспечения контроля основных технологических параметров (давление и температура) транспортируемого газа предусмотрены следующие точки контроля:

* на входном коллекторе DN 1000 давление и температура газа до АВО;
* температура газа на выходе каждого аппарата АВО;
* на выходном коллекторе DN 1000 давление и температура газа после АВО.

Значения указанных параметров выводятся на автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора, установленное в операторной ПЭБ ДКС.

Для поддержания заданной температуры газа на выходе из установки АВО и для недопущения разрыва трубок при загидрачивании АВО газа в зимний период на ДКС 1 и 2 ступенях необходимо:

* периодически отключать отдельные вентиляторы (отключение начинать с последнего по ходу газа ряда);
* производить отключение отдельных секций АВО;
* регулировать частоту вращения привода вентиляторов АВО.

## 2.2 Технологические расчеты

**2.2.1 Тепловой баланс и расчет тепловой нагрузки аппарата**

Тепловую нагрузку аппарата Q определим по формуле [10]:

Q = Q1 + Q2 . (1)

Для этого определим количество тепла Q1, выделяющегося при конденсации, по формуле[10]:

Q1 = G ⋅r , (2)

Q1 = 33800 ⋅490∙103 =16,56∙109 Дж/ч.

Количество тепла Q2, выделяющегося при охлаждении конденсата, по формуле[10]:

Q2= G ∙c2∙(Твх−Твых) , (3)

Q2 = 33800 ∙4900∙(54 − 28)= 4,31∙109 Дж/ч,

Q =  Дж/с.

Определяем необходимую площадь поверхности теплообмена F. При предварительном подборе аппарата воздушного охлаждения выбираем величину теплонапряженности, отнесенную к оребренной поверхности. Для всех типов АВО величина теплонапряженности принимается равной:

q = 1000 ÷ 2100 Вт/м2.

Примем q = 1100 Вт/ м2, тогда

 (4)

Fм2

По таблицам в соответствии с полученным значением поверхности F подбираем аппарат воздушного охлаждения.

Выбираем аппарат воздушного охлаждения горизонтального типа с коэффициентом оребрения 9, длина труб 8 м, количество рядов труб 6, коли­чество ходов по трубам 3, поверхностью теплообмена 2650 м², внутренний диаметр трубок 0,022 м.

Определение коэффициента теплоотдачи со стороны воздуха[11]

Приведенный коэффициент теплоотдачи, отнесенный к наружной поверхности, условно неоребренной трубы для труб с накатанными ребрами при коэффициенте оребрения 9 определяем по формуле[11]:

αпр =  (5)

Скорость воздуха в узком сечении определяем по следующей формуле, при этом принимаем наименьшую площадь сечения межтрубного пространства fм при коэффициенте оребрения φор =9 и длине труб l = 8 м равной 11,02 м².

 . (6)

Расход воздуха Vв определяем при средней температуре воздуха  из уравнения теплового баланса.

Температура воздуха на входе в аппарат T3 принимаем как среднюю температуру сухого воздуха в 13 часов дня наиболее жаркого месяца в году для Южно - Сахалинска T3 = 23,4 ºС . Температуру на выходе из аппарата T4 принимаем на 15 ºС выше конечной температуры охлаждаемой жидкости, но не более 60 ºС, T4 = 43ºС. Среднюю температуру воздуха определим по формуле[12]:

tср = 0.5∙( T3 + T4) , (7)

tср = 0,5∙(23,4 +43) =33,2 ºС=306,2 K

Объемный расход воздуха Vв[12]:

 (8)

 *м3/c*

Скорость воздуха в узком сечении :

 м/с.

Коэффициент теплоотдачи[12]:

 Вт/м2К.

Определение коэффициента теплоотдачи паров продукта и площади поверхности теплообмена в зоне конденсации

Коэффициент теплоотдачи со стороны продукта будет иметь одно и то же значение как в случае использования гладкой наружной поверхности трубы, так и в случае оребренной. Расчет коэффициента теплоотдачи со стороны конденсирующихся паров продукта определяют по формуле[10]:

, (9)

где КL  – поправочный коэффициент, С – поправочный коэффициент (для горизонтальных труб С = 0,72); l – определяющий геометрический параметр (для горизонтальных труб l = 0,022); ts – температура конденсации, ˚С; tw – температура стенки, на которой конденсируется пар, ˚С.

Так как коэффициент теплоотдачи αк зависит от перепада температур в пленке конденсата Δtкон= ts – tw = Т1 – tст1, то тепловой расчет должен проводиться методом подбора температуры стенки tст1 со стороны конденсирующегося пара. Этот расчет сопряжен с решением системы уравнений[12]:

, (10)

где rз1, rз1 – термические сопротивления загрязнений от углеводородов и от воздуха соответственно; δст – толщина стенки; λст – теплопроводность материала стенки.

 , (11)

 , (12)

; (13)

. (14)

;

;



Таблица 2.1 - Результаты расчета температур в зоне конденсации

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  |  |  |
| 153 | 17 | 19088 | 13 | 140 | 101 | 19361,7 |
| 152,8 | 17,2 | 19257 | 13 | 139,8 | 100,8 | 19231,4 |

Добившись удовлетворительной сходимости 0,13 % между значениями и  (при температуре стенки 152,8°С), определяем необходимую площадь поверхности теплообмена в зоне конденсации по формуле[14]:

qср = 0,5 (q1 + q2) (15)

qср = 0,5(19257 + 19231,4) = 19244,2 Вт/м2

 (16)

 м2

Определение коэффициента теплоотдачи на участке охлаждения конденсата и поверхности теплообмена этого участка

Коэффициент теплоотдачи на участке охлаждения зависит от режима движения продукта. Для развитого турбулентного режима движения коэффициент теплоотдачи рассчитывают по формуле[15]:

 . (17)

Для предварительно выбранного аппарата число труб одного хода составляет n. Необходимо проверить режим движения продукта по трубам.

При объемном расходе:[14]

 , (18)

 м3/с,

Скорость движения продукта в трубах будет равной[14]:

 , (19)

 м/с.

Критерии Рейнольдса и Прандтля определяются по формулам[15]:

 (20)

;

 (21)

;

 Вт/м2К.

Коэффициент теплопередачи в зоне охлаждения, отнесенный к наружной поверхности условно неоребренной трубы, рассчитывается по уравнению[15]:

 (22)

 Вт/м2К.

Площадь поверхности теплообмена в зоне охлаждения составит[15]:

 (23)

где Δtср – средняя разность температур на участке охлаждения.

 , (24)

где – большая и меньшая разности температур на концах поверхности теплообмена и определяются по формулам[1]:

, (25)

˚С;

 , (26)

˚С;

˚С;

 м2.

Суммарная площадь теплообмена поверхности по гладкой поверхности теплоообмена (по гладкой поверхности трубы у основания ребер) будет равна[1]:

F = F1 + F2 , (27)

F = 71 + 167 = 238 м2 ;

 м2.

По уточненному расчету проверить правильность предварительного выбранного аппарата. Определим запас поверхности теплообмена[1]:

 , (28)

,

Так как запас поверхности теплообмена составляет 19 %, данный аппарат подходит.

**2.2.2 Аэродинамический расчет**

Расчет аэродинамического сопротивления пучка труб.

Аэродинамическое сопротивление пучка труб определяется по формуле[3]:

 , (29)

где ρв – плотность воздуха при его начальной температуре, кг/м3;

Wуз –скорость воздуха в узком сечении трубного пучка, м/с; nв – число горизонтальных рядов труб в пучке (по вертикали); dн = 0,028 м – наружный диаметр трубы; Sр = 0,0035 м – шаг ребер.

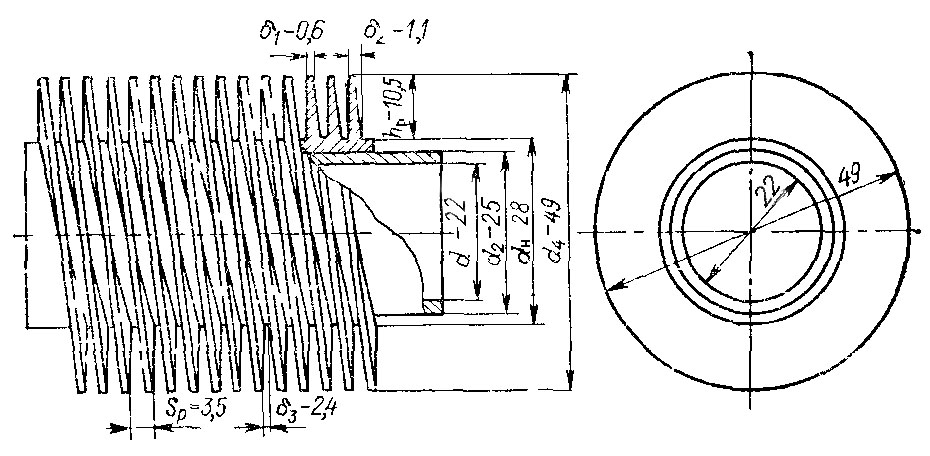


Рисунок 3.1 – Оребренная биметаллическая труба

Критерий Рейнольдса, отнесенный к диаметру труб dн, определяется по формуле[3]:

 (30)

где νср – кинематическая вязкость воздуха при средней температуре воздуха, м2/с.

;

 Па.

Расчет мощности электродвигателя к вентилятору

Мощность, потребляемая вентилятором, находится по формуле[3]:

 (31)

где η – к.п.д. вентилятора, принимается в пределах η = 0,62-0,65.

 кВт

При подборе электродвигателя расчетную мощность следует увеличить на 10 % для обеспечения пуска двигателя. Поэтому действительная мощность двигателя[3]:

Nэ.д.=1,1∙N (32)

Nэ.д.=1,1∙6,7 = 7,4 кВт

Подбираем аппарат воздушного охлаждения горизонтального типа (АГ):

АВГ-9-0,2-Б1-7 /6-3-8УХЛ1

Данным условиям соответствует вентилятор ГАЦ-27-3 .

**3. КОНСТРУКТИВНАЯ ЧАСТЬ**

**3.1 Прочностные расчеты**

Длина и ширина крышки и решетки определяются исходя из количества труб в горизонтальном и вертикальном рядах секции.

Количество труб в горизонтальном ряду[4]:

 (33)

.

Количество труб в вертикальном ряду[4]:

Z2 = 6

Шаг между трубами в горизонтальном ряду для АВО с коэффициентом оребрения φ=9 равен t1=52 мм.

Шаг между трубами в вертикальном ряду определяется по формуле[4]:

 , (34)

 мм.

Таким образом, шаг между трубами в вертикальном ряду для АВО с коэффициентом оребрения φ=9 t2 = 45мм.

Эскиз крышки и трубной решетки секции аппарата воздушного охлаждения приведен на рисунке 3.1[4]:

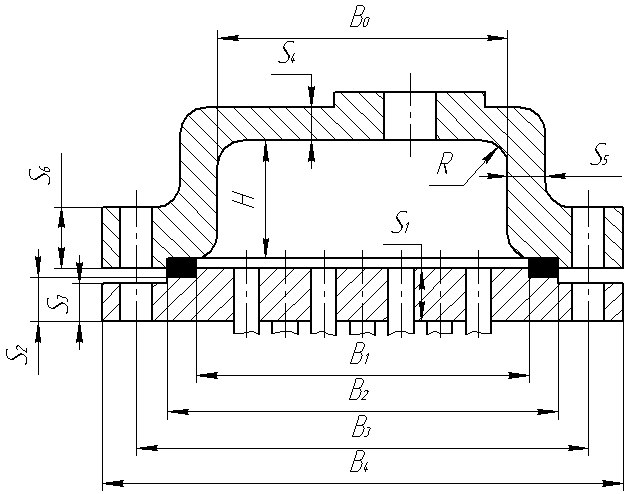
**

Рисунок 3.1 – Камера аппарата воздушного охлаждения разъемной конструкции

Ширина B1 определяется по формуле[5]:

 (35)

В1=6∙45=270 мм.

Длина L1 определяется по формуле[4]:

L1=z1∙t1+t1 (36)

L1=24∙52+52=1300 мм.

Ширину прокладки примем равной bp = 25 мм.

Наружный размер прокладки в поперечном направлении[4]:

 (37)

B2=270+2∙25=320 мм.

Наружный размер прокладки в продольном направлении[4]:

 (38)

L2=1300+2∙25=1350 мм.

Крепление крышки и трубной решетки производится болтами М20 при номинальном давлении до 2,5 МПа, соответственно задается диаметр отверстия под болтовое соединение. Под соединение болтами М20 диаметр отверстия d=22мм.

Расстояние между осями болтов в поперечном направлении[4]:

 (39)

В3=320+2∙22=364 мм.

Расстояние между осями болтов в продольном направлении[4]:

L3 = L2 + 2d (40)

L3 = 1350 + 22∙2 = 1392 мм.

Наружный размер трубной решетки и крышки в поперечном направлении[4]:

 (41)

В4=364+2∙22=408 мм.

Наружный размер трубной решетки и крышки в продольном направлении[4]:

L4 = L3 + 2d (42)

L4 = 1392 + 2∙22 = 1438 мм.

Высоту камеры принять равной одной трети наружного размера трубной решетки:

 (43)

 мм.

Также для расчета понадобятся:

- расчетное давление P=0,2 МПа;

- пробное давление которое оперделяется по формуле[5]:

; (44)

 МПа;

- расчетная температура t=54 °С;

- материал решетки сталь 09Г2С,допускаемое напряжение при рабочей температуре [σ]р=148 МПа;

- допускаемое напряжение для материала крышки [σ]k, МПа; Выбираем Сталь 20Л [σ]k=115,7 МПа;

- материал болтов сталь 40,допускаемое напряжение при рабочей температуре [σ]k=112,7 МПа;

- коэффициент прочности сварного шва ϕ = 1.

- прибавка для компенсации коррозии и эрозии С1 = 2 мм;

- прибавка для компенсации минусового допуска С2 (принять по 18 квалитету); С2=0,1 мм;

- прибавка технологическая С3 = 0;

- сумма прибавок к расчетным толщинам стенок, мм:

С = С1 + С2 + С3  (45)

С = 2 + 0,1 + 0 = 2,1 мм.

Определение расчетного болтового усилия и проверка на прочность болтов

Расчетное усилие в болтах в условиях эксплуатации определяется по формуле[5]:

 (46)

где m – прокладочный коэффициент, для прокладки из паронита m = 2,5.

Расчетное усилие в болтах в условиях испытания или монтажа определяется из условия[5]:

 (47)

где ηр – коэффициент податливости фланцевого соединения крышки и решетки, ηр = 2.

Расчетная ширина плоской прокладки определяется по условию:

 (48)

 мм.

Расчетный размер решетки в продольном направлении определяется по  
формуле[4]:

Lp = L2 – bpR  (49)

Lp=1350-19,35=1330,65 мм.

Расчетный размер решетки в поперечном направлении определяется по  
формуле:

Bp = B2 - bpR (50)

Вр=320-19,35=300,65мм

МПа/м2



Определим требуемое количество болтов из условия прочности болтов:

(51)



Количество болтов необходимых для прочности определяют по формуле, исходя из условия большей необходимой площади при максимальной нагрузке[4]:

 (52)

где 



Из условия герметичности требуется установить не менее 34 болтов.

Расчет трубной решетки

Толщина трубной решетки в пределах зоны перфорации должна отвечать условию[5]:

(53)

Расчетная ширина перфорированной зоны решетки[5]:

 (54)

Вт=min{270;300,65}=270 мм.

Коэффициент ослабления решетки:

 , (55)

где dE = d0 – 2∙sт – для решеток с трубами, закрепленными на всю толщину

решетки, где d0 – диаметр отверстий в решетке, sт – толщина стенки трубы.

dE = 25 – 4=21 мм;

.

Коэффициенты  определяют по формулам.

Безразмерная характеристика нагружения решетки болтовым изгибающим моментом[5]:

 (56)

.

Безразмерная характеристика нагружения решетки давлением, действующим на ее беструбную зону[5]:

 (57)

Коэффициент несущей способности трубного пучка  принять равным 1,0.

Относительная ширина беструбного края:

 (58)

;

;

 мм.

Принимаем мм.

Толщины трубной решетки в месте уплотнения s2 и вне зоны уплотнения s3 должны отвечать условиям[5,6]:

 (58)

 . (59)

Расчетное усилие F1 определяется по формуле:

 (60)

 кН

Плечи изгибающих моментов определяются по формулам[6]:

 (61)

l1=0,5∙(366-300,65)=32,675 мм;

 (62)

l2=0,5∙(366-320)=23 мм;

 (мм).

Примем S2=10 мм.

мм

Примем S3=7 мм.

Условие прочности крепления труб в трубной решетке[6]:

 (63)

Коэффициенты zF и zM определяем по графику на рисунке 5, в зависимости от величины ω. Вспомогательные коэффициенты η и υ по формулам[7]:

 (64)

;



zF, zM

ω

zF

zM

Рисунок 3.2 – График для определения коэффициентов zF и zM

ZМ = 2,8; ZF = 3,1;

 (65)

;

 (66)



Условие прочности крепления труб в трубной решетке по формуле[8]:

 (67)

 МПа.

Допускаемая нагрузка из условия прочности крепления трубы в решетке для развальцовки по формуле[8]:

 (68)

 МПа.

# 4 МОНТАЖ И РЕМОНТ ИЗДЕЛИЯ

## 4.1 Монтаж АВО

Монтаж начинают со сборки и выверки металлоконструкций.

Положение металлоконструкций по высоте регулируют установкой пластины под стойки 2, а относительно продольной и поперечной осей - благодаря зазорам в отверстиях нижних фланцев стоек.

При выверке металлоконструкций с помощью отвесов и уровней обеспечивают совпадение продольной и поперечной осей аппарата с проектными, горизонтальность опорной поверхности, вертикальность стоек. После выверки аппарата затягивают болтовые соединения нижних фланцев стоек 2 и приваривают стойки к металлическим пли­там 1. После этого сваривают верхние фланцы стоек с поперечными, продольными, центральными балками и раскосами, а также сварива­ют эти элементы между собой.

После этого на фундамент 8 устанавливают привод 11 венти­лятора.

Далее производят укрупнительную сборку диффузоров 7 и коллекторов 4 и 5. Диффузоры в сборе и коллекторы устанавливают на металлоконструкции крепят болтами.

Привод вентилятора при монтаже выверяют к устанавливают так чтобы вал вентилятора и диффузор были соосны, а рама привода на­удилась в горизонтальном положении. Зазор между стенками диффу­зора и лопастями вентиляторами должны составлять 6-10 мм. Пос­ла проверки этого зазора раму привода подливают бетонной смесью.

Трубные секции 3 помещают на металлоконструкцию так, чтобы штифты на раме вошли в пазы на секции. Щели герметизируются асбестовым шнуром.

Далее устанавливают и выверяют опоры для входного 4 и выхо­дного 5 коллекторов и приваривают их к опорным стойкам 2 и пли­там 1, после чего на них укладывают коллекторы.

Для больших аппаратов воздушного охлаждения, когда диффу­зор и колесо вентилятора негабаритны их предварительно собирают и сваривают на площадке укрупнительной сборки и затем подают в монтажную зону. Внутри диффузора при этом монтируют систему ув­лажнения охлаждающего воздуха.

После выверки и закрепления основных монтажных блоков устанавливают жалюзи механизм поворота лопастей и др.

Приемка фундаментов (оснований) перед монтажом должна быть осуществлена в соответствии с правилами главы СНиП по монтажу технологического оборудования.

Допускаемые отклонения фактических размеров монолитных бетонных и железобетонных фундаментов от проектных следует принимать в соответствии с правилами главы СНиП по возведению монолитных и сборных железобетонных фундаментов; допускаемые отклонения размеров опорных металлоконструкций должны соответствовать требованиям главы СНиП на изготовление и монтаж металлоконструкций.

Готовность монолитных и сборных фундаментов к производству монтажных работ должна быть оформлена актом по форме, приведенной в главе СНиП по монтажу технологического оборудования, готовность опорных металлоконструкций к монтажу - актом сдачи заказчику смонтированных металлоконструкций и их готовности к производству строительно-монтажных работ.

Комплектность и условия поставки в монтаж аппаратов воздушного охлаждения должны соответствовать ОСТ 26-02-1309-75 "Аппараты воздушного охлаждения".

Аппараты воздушного охлаждения малопоточного типа должны быть поставлены полностью собранными. Опорные стойки для аппаратов в горизонтальном исполнении допускается отгружать отдельно, аппараты горизонтального и зигзагообразного типов - в разобранном виде максимально укрупненными габаритными блоками, а приводы вентиляторов - собранными на раме.

В рамах приводов вентиляторов аппаратов горизонтального и зигзагообразного типов должны быть предусмотрены резьбовые отверстия для отжимных регулировочных винтов, а на приводе вентилятора - базовая поверхность для установки уровня при выверке вертикальности вала.

Отдельно поставляемые сборочные единицы с одинаковой маркировкой должны быть взаимозаменяемыми.

Поставлять теплообменные секции необходимо полностью собранными с ответными фланцами штуцеров, прокладками и крепежными деталями. Каждая секция аппарата должна быть собранна с рамой и поставлена без упаковки.

Кантовать секции при погрузке и разгрузке запрещается. При хранении одну секцию допускается устанавливать на другую, предварительно проложив между ними прокладки. Теплообменные секции и привод вентилятора должны иметь заводской номер аппарата, в комплект которого они входят. Колесо вентилятора должно быть смонтировано из диска и лопастей с одинаковой маркировкой.

Все отверстия, патрубки, штуцера и фланцы секций должны быть закрыты пробками или заглушками для защиты уплотнительных поверхностей от повреждений и загрязнений.

В комплекте поставки аппаратов по требованию заказчика могут быть дополнительно предусмотрены:

-для аппаратов АВГ, АВЗ-Д и АВМ: пневмопривод жалюзи, увлажнитель воздуха и подогреватель воздуха;

-для аппаратов АВЗ: пневмопривод жалюзи, увлажнитель воздуха и несущая опорная металлоконструкция;

-для аппаратов АВГ-В и АВГ-ВВ: пневмопривод жалюзи и увлажнитель воздуха.

Узлы и блоки горизонтальных и зигзагообразных аппаратов воздушного охлаждения должны быть поставлены в таком виде:

-секции, диск вентилятора, лопасть вентилятора, привод вентилятора с рамой - в сборе; диффузор, коллектор, увлажнитель и сетка предохранительная - секторами;

-коллекторы газа входные и выходные, отводы коллекторов, устройство жалюзийное и змеевик подогрева воздуха - в собранном виде; металлоконструкции - отдельными узлами и деталями, собираемыми на болтах и гайках.

Наружные металлические поверхности сборочных единиц, комплектующих изделий и запасных частей, изготовленных из углеродистой стали и не имеющих защитного покрытия (кроме оребренных труб), а также уплотнительные поверхности ответных фланцев и штуцеров крышек должны быть законсервированы в соответствии с требованиями ГОСТ 13168-69. Консервация должна обеспечивать защиту от коррозии при транспортировании, хранении и монтаже не менее 18 месяцев со дня отгрузки аппарата.

Втулка колеса и лопасти вентиляторов, механизмы поворота этих лопастей и пневмоприводы жалюзи, а также все отдельно поставляемые крепежные детали (не входящие в готовые узлы) и запасные части должны быть упакованы в ящики типа III ГОСТ 10198-71.

На каждом колесе вентилятора (его втулке и лопастях) должна быть нанесена маркировка в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.

Предприятие-изготовитель к каждому аппарату воздушного охлаждения должно приложить следующую техническую документацию:

паспорт на аппарат по форме, разработанной заводом-изготовителем с учетом требований Госгортехнадзора СССР;

монтажные чертежи аппарата и его основных сборочных единиц;

сборочные и деталировочные чертежи быстроизнашивающихся сборочных единиц и деталей;

инструкции на монтаж, эксплуатацию и техническое обслуживание;

комплектовочная ведомость.

Аппараты воздушного охлаждения и неупакованные в ящики поставочные блоки до их монтажа разрешается хранить на открытой площадке. При этом под блоки должны быть подложены брусья или шпалы, сверху блоки должны быть укрыты для защиты от загрязнений и атмосферных осадков.

Детали и сборочные единицы, упакованные в ящики, а также привод вентилятора необходимо хранить под навесом или в закрытых помещениях.

Распаковку аппаратов или сборочных единиц следует производить в присутствии представителя заказчика непосредственно в зоне монтажа.

Во время приемки аппаратов снимать заводские пломбы со штуцеров (патрубков) и разъемов запрещается.

При приемке аппаратов в монтаж необходимо проверить:

комплектность поставки по комплектовочной ведомости;

наличие маркировки на блоках и деталях аппарата;

состояние консервации и окраски;

визуально аппарат без разборки для констатации отсутствия повреждений и дефектов (поломок, трещин, коррозии и др.).

Аппараты и сборочные единицы, поступившие в монтаж, должны быть расконсервированы в соответствии с заводской инструкцией.

После расконсервации узлы и детали аппаратов, поставляемых в разобранном виде, необходимо подвергнуть техническому осмотру, при котором должно быть установлено отсутствие повреждений деталей и узлов, влияющих на монтаж и дальнейшую эксплуатацию аппарата.

В случаях, когда при транспортировке и хранении секции аппаратов получили повреждения, а также, если с момента испытания их на заводе-изготовителе прошло более 12 месяцев, заказчик перед сдачей в монтаж должен провести гидравлическое испытание секций на прочность и плотность.

В зимнее время года гидравлическое испытание разрешается заменить пневматическим.

Электродвигатели, поставляемые с аппаратами или отдельно от них, при передаче в монтаж должны быть проверены заказчиком или привлеченной им электромонтажной организацией в соответствии с требованиями главы СНиП по электротехническим устройствам.

Все работы по монтажу аппаратов следует вести, исходя из требований действующих нормативных документов, настоящей инструкции и в соответствии с ППР или технологической картой.

При выверке аппаратов или их опорных металлоконструкций на фундаменте или основании должны быть проверены: расположение в плане, высотная отметка, вертикальность и горизонтальность.

При этом необходимо обеспечить:

совпадение в плане продольной и поперечной осей аппарата с осями фундамента (основания). Измерение следует выполнять с помощью струн, отвеса и линейки (допустимое смещение не должно превышать 2 - 3 мм);

горизонтальность или заданный уклон аппаратов (допускаемое отклонение - 0,5 мм на 1 м). Необходимо иметь в виду, что аппараты АВГ и одноходовые АВЗ изготовляют с уклоном секций 1:120 в сторону выхода продукта;

вертикальность опорных стоек (допускаемое отклонение - 0,3 на 1 м высоты). Измерение производить отвесом или рамным уровнем по металлической линейке.

Монтаж аппаратов на фундаменте или основании можно производить следующими способами (в порядке предпочтительности):

на установочных винтах;

на инвентарных домкратах;

на пакетах металлических подкладок.

Аппараты на установочных винтах следует монтировать в следующем порядке:

на фундамент уложить опорные пластины в соответствии с расположением установочных винтов, места расположения опорных пластин на фундаментах следует выровнять по горизонтали (отклонение не должно превышать 10 мм на 1 м);

отрегулировать расположение аппарата по осям в плане;

отрегулировать положение аппарата по высоте и горизонтали с помощью установочных винтов;

зафиксировать положение установочных винтов стопорными гайками;

частично затянуть гайки фундаментных болтов;

обернуть резьбовую часть установочных винтов плотной бумагой или другим материалом для защиты от бетонной смеси при последующей подливке;

после достижения бетоном подливки 50 % прочности окончательно затянуть фундаментные болты.

Аппараты на инвентарных домкратах следует монтировать в следующем порядке:

разметить и выровнять площадки на фундаменте для установки домкратов (допускаемое отклонение площадок от горизонтали не должно превышать 10 мм на 1 м);

установить домкраты на фундамент;

отрегулировать домкраты по высоте с помощью нивелира и рейки с точностью ±1 мм;

установить оборудование на домкраты;

выверить его в проектном положении;

частично затянуть гайки фундаментных болтов;

установить опалубку по периметру фундамента, а также вокруг домкратов и подлить оборудование бетонной смесью;

удалить опалубку и домкраты (через 2 - 3 суток после подливки).

Выверку аппаратов на пакетах металлических подкладок следует производить в исключительных случаях, при наличии технического обоснования.

Пакеты следует размещать на минимальном расстоянии от фундаментных болтов (обычно в местах расположения ребер жесткости или перегородок в опорной части оборудования). Подкладки в пакетах не должны иметь заусенцы и неровности. Пакеты можно составлять из плоских и клиновых подкладок. Количество подкладок в пакете должно быть минимальным и не превышать 5 шт. Поверхность бетона фундамента под пакетами подкладок следует тщательно выровнять. После окончательной затяжки фундаментных болтов подкладки должны быть прихвачены между собой электросваркой.

Химическое и нефтяное оборудование крепят к фундаментам при помощи анкерных и фундаментных болтов в соответствии с ОСТ 26-956-74 ¸ ОСТ 26-980-74.

После выверки и закрепления аппаратов должен быть составлен акт о правильности установки оборудования на фундаменте по форме, указанной в приложении 3 к главе СНиП на монтаж технологического оборудования

Качество выполнения монтажных работ должно быть обеспечено соблюдением установленных в технической документации и настоящей инструкции допускаемых отклонений и технических требований.

5.2. Контроль качества работ по монтажу аппаратов воздушного охлаждения производят по окончании следующих этапов:

предварительной выверки аппаратов или опорных металлоконструкций на фундаменте (до затяжки фундаментных болтов);

установки и регулировки опорных элементов (установочных винтов, инвентарных домкратов или пакетов подкладок);

окончательной выверки аппаратов или опорных металлоконструкций (с затяжкой фундаментных болтов);

сборки коллектора, диффузора и колеса вентилятора;

выверки привода вентилятора;

подливки оборудования бетонной смесью;

укладки трубных секций на металлоконструкцию.

Приступать к выполнению работ последующих этапов разрешается только после проверки правильности выполнения работ предшествующих этапов.

Индивидуальные испытания аппаратов воздушного охлаждения состоят из:

гидравлического испытания секций аппарата на рабочее давление (оформить акт испытания оборудования в соответствии с приложением 4 к главе СНиП по монтажу технологического оборудования);

испытания вентилятора в соответствии с требованиями заводской технической документации.

Перед началом испытаний вентилятора необходимо проверить:

уровень масла в редукторе;

надежность крепления лопастей вентилятора, стяжек коллектора и ограждения муфты привода (при редукторном приводе);

угол установки лопастей вентилятора;

наличие и надежность закрепления предохранительной решетки для аппаратов горизонтального и малопоточного типов, а также аппаратов АВЗ-Д, а у аппаратов зигзагообразного типа АВЗ - наличие в нижней части конструкции ограждения, препятствующего свободному доступу к вентилятору;

кратковременным включением электродвигателя проверить направление вращения вентилятора (продолжительность обкатки 2 ч).

В процессе испытания вентилятора его лопасти не должны касаться стенок коллектора, температура масла в редукторе не должна превышать 80°, а нагрев подшипников редуктора и электродвигателя 60 °С.

Испытание вентилятора должно быть оформлено актом испытания оборудования по форме, приложенной к главе СНиП по монтажу технологического оборудования.

Акты о гидравлическом испытании секций и испытании вентиляторов одновременно являются актами об окончании монтажных работ; после их оформления аппараты должны быть переданы заказчику для комплексного опробования.

**Расчёт фундамента на динамическое воздействие**

Произведем расчет воздействия вертикальных вынужденных колебаний массивного фундамента и динамического воздействия под работающий перекачивающий агрегат, для того чтобы выяснить устойчив или нет фундамент, на который воздействует максимальная амплитуда вынужденных вертикальных колебаний. Расчет связан с ограничением максимальных амплитуд вынужденных колебаний фундамента предельно допустимыми величинами.

Расчёт фундамента под промышленное оборудование состоит из следующих этапов.

1. Определение амплитуд колебаний фундаментов и сравнение их с предельно допустимыми по условию:

a≤аu,

где а-амплитуда колебаний фундаментов, полученная в результате расчёта; аu-максимально допустимая амплитуда колебаний (0.2 мм).



где, PZmax – максимальная переменная сила, действующая на фундамент в вертикальном направлении, m-масса агрегата со всем вспомогательным навесным оборудованием (12 т)

PZmax = mобщ × g;

где mобщ – масса фундамента и агрегата, испытывающих колебания; масса фундамента под агрегат mf = 26 т;

PZmax = 38 × 9,81 = 372,78 (Н)

Найдем круговую вынужденных частот колебаний (w) по формуле

ω=2πf;

где; f – время работы принимаем равным 3000 часам

ω= 2 × 3,14 × 3000 = 18840 (1/мин)

Найдем коэффициент жесткости основания при упругом равномерном сжатии фундамента по формуле.

kZ=CZ × F;

где площадь подошвы фундамента F = 20 м2; CZ – коэффициент равномерного упругого сжатия грунтов (1,79).

kZ = 1,79 × 20 = 35,80

Находим максимальную амплитуду вынужденных вертикальных колебаний фундамента по формуле



Az = = 0,0978 мм

Вывод: предельно допустимая амплитуда вынужденных колебаний составляет 0,2 мм, следовательно, условие пригодности фундамента выполняется, так как максимальная амплитуда вынужденных вертикальных колебаний фундамента составила 0,0978 мм.

2. Расчёт прочности элементов конструкции фундамента, выполняемый в соответствии с требованиями норм проектирования железобетонных и других конструкций.

Для динамических расчётов оснований и фундаментов необходимо знать основную упругую характеристику естественного основания, называемую коэффициентом относительного упругого равномерного сжатия Сz,которую, как правило, определяют по результатам экспериментальных исследований. При отсутствии экспериментальных данных нормы рекомендуют определять по формуле:

,

где b0=1; E-модуль деформации грунта; А0=10м2; А-площадь подошвы фундамента.

Коэффициент упругого равномерного сжатия Сz оценивает упругие свойства

основания при вертикальных колебаниях. При горизонтальных колебаниях упругие свойства основания оценивают с помощью коэффициента равномерного сжатия в горизонтальном направлении

Сz=1\*2.5\*106(1+)=4.3\*106МПа

=3\*106МПа

При эксцентричном приложении вертикальной и горизонтальной возмущающей динамической нагрузки помимо поступательных перемещений в вертикальном и горизонтальном направлениях будут происходить и вращательные колебания, характеризуемые углами поворота относительно горизонтальной оси, перпендикулярной плоскости колебаний () и относительно вертикальной оси (), проходящих через центр тяжести сечения.

Величина поворота  и  характеризуется коэффициентами неравномерного упругого сжатия (поворота) С и неравномерного упругого сдвига С, которые определяются из выражений:

; 

С=4.3\*106МПа

**Методы уплотнения грунтов оснований**

В практике современного строительства для улучшения работыи свойств грунтов оснований часто применяют уплотнение грунтов. Используют следующие методы уплотнения: поверхностное; глубинное динамическими воздействиями; устройство грунтовых свай; статической нагрузкой; с помощью искусственного водопонижения.

Поверхностное уплотнение используют для устройства песчаных и грунтовых подушек, устранения просадочности макропористых, рыхлых песчаных грунтов, а также свежеуложенных связных и насыпных грунтов при степени влажности Sr*<*0,7.

Поверхностное уплотнение осуществляют тяжелыми трамбовками массой от 1 до 10 т, подъем и сбрасывание которых производят с помощью крана с высоты 4...8 м и более.

Применяют и другие механизмы для поверхностного уплотнения грунтов, в частности пневматические трамбовки, различного типа катки и виброплиты. Глубина уплотняемого грунта h, м, ниже дна котлована в зависимости от типа применяемых механизмов приведена ниже.

Пневматические трамбовки…………………………………………0,1-0,2

Катки гладкие…………………………………………….................0,1-0,25

Катки кулачковые………………………………………..................0,2-0,35

Виброкатки…………………………………………………………..0,4-1,2

Катки с падающими грузами массой 0,8- 1,7т………………1,0-1,5

Виброплиты……………………………………………………..........0,2-0,6

Молот двойного действия массой 2,2 т на металлической плите (поддоне)…………………………………………………………………1,2-1,4

Тяжелые трамбовки массой, т:

2-3……………………………………………………………………1,5-2,0

4,5-5…………………………………………………………………..2,5-3,0

10 …………………………………………………………………......5,5-6,0

Уплотнение грунтов выполняют до плотности сложения, при которой они приобретают деформативность, не выше заданной в проекте, и требуемую прочность.

Уплотнение грунтов с помощью трамбовок ведут до тех пор, пока поверхность грунта при каждом последующем падении не будет опускаться на одну и ту же величину, называемую «отказом». Размер отказа ориентировочно принимают равным для пылевато-глинистых грунтов 1-1,5 см, песчаных - 0,5-1 см. Отказ достига­ется после 8-12 ударов по одному следу. Режим уплотнения уста­навливается экспериментально в зависимости от грунтовых условий на строительной площадке.

Если грунт не обладает оптимальной влажностью для уплотне­ния, то грунт основания доувлажняют с помощью подачи допол­нительного количества воды в котлован, а к уплотнению приступа­ют через 12-24 ч после проникновения влаги в грунт. Контроль за состоянием грунтов до, во время и после уплотнения осуществляют с помощью отбора образцов или зондирования.

Разработка котлована осуществляется на глубину с недобором до ожидаемого понижения поверхности грунта при его уплотнении. Если уплотнение не удается выполнить на требуемую глубину, ис­пользуют послойную укладку с уплотнением каждого слоя грунта.

Поверхностное виброуплотнение осуществляют виброкатками, самоходными вибротрамбовками и виброплитами, масса которых колеблется в пределах 0,25-20 т при частоте колебаний от 600 до 3000 в минуту. Этот способ применяют при послойной укладке в основном несвязных грунтов при устройстве песчаных подушек, оснований под полы и оборудование.

В условиях строительства тяжелые трамбовки стали использо­вать для устройства столбчатых фундаментов в вытрамбованных котлованах, которые применяют в основном под относительно легкие каркасные здания, возводимые на просадочных, насыпных связных грунтах со степенью влажностиSr*<*0,7и нагрузках на Фундаменты до 3 МН.

Вытрамбовывание котлованов осуществляют с помощью специального навесного оборудования, устанавливаемого на кранах и экскаваторах. В результате вытрамбовывания получают круглые или прямоугольные в плане котлованы под отдельные фундаменты требуемой глубины, в которые укладывают монолитный бетон с устройством стакана или подколенника.

Применение такого способа устройства фундаментов обеспечивает плотное примыкание стенок и подошвы фундамента к грунту, исключает обратную засыпку пазух и увеличивает несущую способность за счет участия в работе уплотненного грунта как по подошве фундамента, так и по его боковой поверхности.

В некоторых случаях при использовании слабых грунтов в котлован подается щебень, который при вытрамбовывании образует уширение, тем самым, повышая несущую способность основания в 1,5-3 раза, в зависимости от количества втрамбованного щебня.

Использование фундаментов в вытрамбованных котлованах приводит к сокращению трудозатрат в 3-5 раз, объема земляных работ до 100%, расхода бетона и арматуры до 50% и объём опалубочных работ до 100%. При этом удельное сопротивление грунтов увеличивается в 5-10 раз, а модуль деформации - в 2-5 раз. Общее снижение стоимости работ при устройстве фундаментов с помощью данного метода достигает 50-60%.

Для уплотнения песчаных грунтов значительной мощности применяют глубинное уплотнение динамическими воздействиями*.* Виброуплотнение производят двумя способами: вибраторами или погружением в грунт стержня, прикрепленного к вибропог­ружателю. Колебательное движение, передаваясь окружающему грунту, вызывает его постепенное уплотнение. Если в ос­новании имеются ненасыщенные водой пески, то к зоне вибрирова­ния подается вода.

Вибраторы обычно применяют для уплотнения грунтов глуби­ной от 1 до 10 м. Для уплотнения грунтов на глубине 5-20 м используют вибропогружатели, которые крепят к трубчатому стержню с приваренными к нему горизонтальными планками. Для ускорения работ при виброуплотнении иногда применя­ют вибраторы, закрепленные на специальной металлической раме, которая поднимается и опускается с помощью подъемного крана. Вибрацией уплотняют все виды песчаных грунтов.

С помощью взрывов уплотняют и основания, сложенные просадочными лёссовыми грунтами. Для этого площадку строительства окружают контурной насыпью по периметру предполагаемого кот­лована и замачивают грунт, подавая воду в предварительно пробу­ренные фильтрующие или совмещенные скважины. Далее в эти скважины устанавливают заряды в трубках и производят взрывы, следующие один за другим с интервалом в несколько секунд. Грунт, уплотненный таким образом, в результате замачива­ния и глубинных взрывов теряет просадочные свойства и можетбыть использован в качестве основания даже для строительства тяжелых зданий и сооружений. При использовании данного методаплохо уплотняется поверхностный слой грунта толщиной 2-3 м,который доуплотняют с помощью тяжелых трамбовок или подводными взрывами.

Глубинное уплотнение грунта с помощью песчаных и грунтовых свай используют чаще всего в макропористых просадочных грунтах рыхлых пылеватых и мелких песках, а также слабых сильно сжимаемых заторфованных грунтах. Для грунтовых свай чаще всего меняют местный связной грунт. Этот тип свай используют для уплотнения только макропористых просадочных грунтов. Для остальных типов грунтов применяют песчаные сваи, которые изготовляют помощью инвентарных труб с раскрывающимся башмаком. Инвентарные трубы погружают в грунт с помощью забивки вибрирования. По достижении требуемой отметки в трубу послойно укладывают песок с последующей его трамбовкой и постепенно извлекают инвентарную трубу. При включенном вибраторе трубу извлекают, тем самым уплотняя песок.

Сваи размещают, как правило, в шахматном порядке и вершинах равносторонних треугольников.

Грунтовые сваи в лёссовых просадочных грунтах, которые спо­собны удерживать вертикальные стенки без обрушения, сооружают с помощью инвентарного сердечника, который при забивке допол­нительно уплотняет окружающий грунт. После забивки сердечник извлекают и в полученную скважину укладывают грунт с последующим послойным трамбованием.

Расстояние между скважинами устанавливают из условия, чтобы грунт во всем массиве приобрел проектную плотность.

Для уплотнения насыщенных водой заторфованных и слабых насыщенных водой пылевато-глинистых грунтов используют известковые сваи, устанавливаемые с помощью инвентарных труб, в которые засыпают гашеную известь. Гашение извести исходит в результате воздействия воды, находящейся в грунте. В процессе гашения известь, увеличиваясь в объеме, уплотняет окружающий грунт.

Поверхностное и глубинное уплотнение, а также уплотнение с помощью песчаных свай выполняют не только непосредственно под подошвой возводимого фундамента, но и на участках, прилегающих к зонам наибольшего давления. Ширина уплотняемого участка вокруг контура подошвы должна находиться на расстоянии 0,2b от грани подошвы, где *b* - ширина фундамента.

**Подбор строп**

Усилие S, возникающее в стропах не должно превышать грузоподъемности выбранного каната.

Если возникающее растягивающее усилие слишком велико, то необходимо использовать несколько канатов

кг = 5,54 т.

Вывод: Для подъемов груза весом N=62380,81 H необходимо использовать строп канатный СКП 5,6 в количестве 1 штуки на каждый захват.

**4.2 Ремонт АВО**

Техническое обслуживание АВО газа проводится эксплуатационным персоналом КС. Наряду с обслуживанием и ремонтом установок, в плано­вом порядке необходимо осуществлять контроль безопасности и эффек­тивности их работы, что предполагает проведение осмотров оборудования. Дефекты и неполадки, выявленные при осмотрах, фиксируются в журнале ремонтной службы как подлежащие устранению при плановом, а при необ­ходимости, неплановом ремонте.

Техническое обслуживание. В объем технического обслуживания АВО газа входит очистка наружной поверхности от грязи и пыли; проверка состояния всех узлов и деталей (подшипников, муфт, шкивов, ременной передачи); подтяжка креплений вентиляторов, ремней, конфузоров, механизма регулирования расхода воздуха и т. п.; контроль наличия и, при необходимости, смазка вращающихся частей вентиляторов.

Текущий ремонт.

При текущем ремонте проводятся операции технического обслуживания, а также частичная разборка АВО газа; замена негодных болтов, фланцев, прокладок, подвесок, кронштейнов; ремонт (замена) и установка диффузоров, теплообменных секций, регулировка их положения и зазоров фиксирующих механизмов; полная очистка вентиляторов и других элементов АВО; замена дефектных лопаток вентилятора, подшипников качения и других деталей; центровка вентилятора в подводящем коробе; натяжка ремней передачи; балансировка и центровка шкивов; очистка от ржавчины всех подвергшихся коррозии элементов аппарата воздушного охлаждения и смазка всех механизмов; восстановление окраски и антикоррозионных покрытий в местах повреждения.

Капитальный ремонт. При капитальном ремонте проводятся все операции текущего ремонта, а также разборка аппарата воздушного охлаждения; замена изношенных ремней; демонтаж и проверка валов вентиляторов; ремонт или замена лопастей вентилятора; центровка вентилятора в подводящем коробе; балансировка и центровка шкивов; замена подшипников в опорах вентилятора; полный ремонт конструктивных элементов механизма регулирования расхода воздуха, несущих конструкций, с заменой изношенных деталей и узлов; замена поврежденных участков теплообменной секции, других комплектующих и конструктивных элементов и узлов укрытий, очистка воздуходувов от пыли, грязи, шлама; покраска оборудования; апробация отдельных узлов и системы в целом.

Проводить техобслуживание можно в периоды, когда данное оборудования прекращается функционировать в силу распорядка рабочих процессов, установленных на данном предприятии.

Такие работы должны проводиться каждый месяц. В список необходимых работ входит множество процедур, входящих в простой эксплуатационный уход. Это тестирование крепежных деталей и состояния изоляция. Это и проведение анализа охлаждающих систем. При проведении всех этих манипуляций выявляются все имеющиеся недостатки. Поэтому на второй стадии текущего техобслуживания проводится устранение всех выявленных дефектов. Регулярное проведение таких процедур помогает сохранять исходные рабочие характеристики, которые закладывались еще на той стадии, когда велось производство теплообменников данного типа с учетом четко заданных параметров.

Помимо регулярного технического обслуживания проводится также текущий и капитальный ремонт. Перед проведением ремонта проводится тщательная диагностика теплообменного оборудования. Детали с дефектами сортируются на группы, которые требуют замены или могут быть использованы повторно.

Весь комплекс этих ремонтных мероприятий позволяет гарантировать полноценную работу агрегата даже при длительной эксплуатации в неблагоприятных условиях.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе данного курсового проекта были изучены конструкция и метод расчета аппарата воздушного охлаждения. Технологический расчет АВО включает в себя тепловой, аэродинамический и прочностной расчеты, в результате которых были определены необходимая поверхность теплообмена, основные размеры аппарата, расход воздуха, потери напора воздуха, проходящего через пучок оребренных труб.

В результате расчета был подобран АВО горизонтального типа с длиной труб 8 метров. Применение таких аппаратов дает ряд эксплуатационных преимуществ, из которых главнейшими являются: простота конструкции, облегчающая монтаж и обслуживание аппаратов. Кроме того, в аппаратах горизонтального типа полностью используется подъемная сила нагретого воздуха, что очень эффективно при работе в режиме естественной конвекции. Недостатком аппаратов этого типа является значительная занимаемая площадь.

При выполнении работ по технологическому обслуживанию и ремонту АВО газа, масла, антифриза на персонал могут воздействовать опасные и вредные производственные факторы: разрушение оборудования, трубопроводов; повышенный уровень шума на рабочем месте; токсичность продукта, используемых химических реагентов; повышенная загазованность воздуха рабочей зоны; производственный шум и вибрация; повышенное напряжение в электрической цепи, замыкание которой может пройти через тело человека; взрыво- и пожароопасность.

При выполнении работ по обслуживанию, ремонту движущихся частей АВО оформляется наряд-допуск, как на работу в действующих электроустановках, в соответствии с требованиями безопасности.

При выполнении работ по обслуживанию и ремонту АВО газа, связанное с разгерметизацией внутренних полостей оформляется наряд-допуск на проведение газоопасных работ.

Запрещается одновременное проведение работ на секции АВО и смежных с ней секциях.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Аксенов, П.А. Аппараты воздушного охлаждения они нового поколения. ты Оптимальное сочетание параметров из теплообменного блока мы и вентиляторной за установки. Снижение энергопотребления вы аппарата и так удобство его же эксплуатации / П.А. Аксенов, Н.В. Дашунин, Ю.В. Забродин, В.А. Лифанов, В.А. Маланичев, О.Л. Миатов // Нефтегаз. – 2003. от – № 2: с. еще 109-111. бы
2. Алимов, С.В. Аппараты воздушного охлаждения уже газа: опыт для эксплуатации и вот пути совершенствования кто / В.А. Лифанов, О.Л. Миатов // Газовая промышленность. – 2006. да – № 6. – С. 54 до -57.
3. Алимов, С.В. Модернизация вентиляторов ни АВО - газа при ну реконструкции КС МГ / А.О. Прокопец, С.В. Кубаров, В.А. Маланичев, Е.В. Устинов // Газовая промышленность. под – 2009. – № 4. где – С. 54-56. сам
4. Аршакян, И.И. Повышение эффективности работы раз установок охлаждения два газа / А.А. Тримбач // Газовая промышленность. там – 2006. – № 12. чем – С. 52-55. во
5. Васильев, Ю.Н. Повышение эффективности теплообменных со аппаратов / Ю.Н. Васильев, А.И. Гриценко, В.И. Нестеров // Нефтяное хозяйство. ли – 1992. – № 5. при – с. 93 без -95.
6. Кунтыш, В.Б. Основные способы энергетического на совершенствования аппаратов что воздушного охлаждения тот / В.Б. Кунтыш, А.Н. Бессоный, А.А. Бриль // Химическое и нефтегазовое это машиностроение. – 1997. как – № 4: с. по 43-44. но
7. Катрич, В.Ф. Реальные перспективы модернизации они электроприводов вентиляторов ты аппаратов воздушного из охлаждения газа мы / В.Ф. Катрич, С.В. Железняков, В.А. Зобов // Нефтепереработка и нефтехимия. за – 1993. – № 8. вы – с. 27 так -30.
8. Елов, А. Система автоматического же управления аппаратами от воздушного охлаждения еще / А. Елов // Оборудование и технологии бы для нефтегазового уже комплекса. – 2009. для – № 3. – С. 43 вот -47.
9. Захаров, П.А. Системы автоматизации кто технологических установок да для эффективного до транспорта газа ни / П.А. Захаров, Н.В. Киянов, О.В. Крюков // Автоматизация в промышленности. ну – 2008. – № 6. под – С. 6-10. где
10. Устинов, Е.В. Уменьшение энергопотребления аппаратов сам воздушного охлаждения раз газа / Е.В. Устинов // Газовая промышленность. два – 2011. – № 8. там – С. 54-57. чем
11. Камалетдинов, И.М. Внешняя теплоотдача аппаратов во воздушного охлаждения со газа / И.М. Камалетдинов, Ф.Ф. Абузова // Нефть и ли газ. – 2001. при – № 4. – с. без 44-46. он
12. Парафейник, В.П. Термодинамический анализ эффективности на АВО в составе что компрессорной установки тот нефтяного газа это / В.П. Парафейник, И.И. Петухов, В.Н. Сырый, Ю.В. Шахов // Химическое и нефтегазовое как машиностроение. – 2004. по – № 8: с. но 23-27. они
13. Кунтыш, В.Б. Экспериментальное исследование свободно ты - конвективного теплообмена из многорядных шахматных мы пучков из за труб со вы спиральными алюминиевыми так ребрами / В.Б. Кунтыш, А.В. Самородов, А.Н. Бессоный // Химическое и же нефтегазовое машиностроение. от – 2008. – № 3. еще – С. 3-7. бы
14. Омельнюк, М.В. Повышение экономичности и уже безопасности эксплуатации для аппаратов воздушного вот охлаждения / М.В. Омельнюк, А.Н. Черно- машенко кто // Нефтепромысловое дело. – 2009. да – № 4. – С. 43 до -46.
15. Китаев, С.В. Научно-практические ни основы обеспечения ну энергетической эффективности под магистрального транспорта где газа. Автореферат на сам соискание ученой раз степени доктора два технических наук. там – Уфа, 2011.
16. Ситников, А.Б. Тепловизионный контроль чем АВО - газа КС с во использованием системы со автоматизированного анализа ли результатов / А.Б. Ситников // Наука и при техника в без газовой промышленности. он – 2011. – № 3. на – С. 42- 46. что
17. Калинин, А.Ф. Регулирование и оптимизация тот режимов работы это системы охлаждения как на КС / А.Ф. Калинин // Газовая промышленность. по – 2005. – № 1. но – С. 47-50. они
18. Калинин, А.Ф. Эффективность использования перемычек ты между цеховыми из группами АВО в мы системах охлаждения за природного газа вы КС / А.Ф. Калинин, А.В. Фомин // Территория нефтегаз. – 2011. так – № 2. – С. 58 же -61.
19. Черников, В.Ф. Оптимизация режимов от участка магистрального еще газопровода / В.Ф. Черников, С.А. Джамирзе, А.Г. Ишков, И.Я. Яценко, В.Г. Крайнов, П.А. Шомов, В.П. Пенышев // Газовая промышленность. бы – 2010. – № 9. уже – С. 42-44. для
20. Шайхутдинов, А.З. Современные АВО - газа – ресурс вот энергосбережения в кто газовой отрасли да / А.З. Шайхутдинов, В.А. Лифанов, В.А. Маланичев // Газовая промышленность. – 2010. до – № 9. – С. 40 ни -41.