

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

**Методические указания по выполнению
 практических работ по дисциплине**
«Эксплуатация компрессорных станций магистральных газопроводов»

Направление подготовки/специальность	21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии
Направленность (профиль)/специализация	<i>Техника и технологии производства сжиженного природного газа, транспортировки и распределения</i>
Год начала обучения	2026
Форма обучения	очно- заочная
Реализуется в семестре	_____7_____

Тема 1 «Основы трубопроводного транспорта газа».

1.1. Сведения из физики и термодинамики.

Практически все физические явления сопровождаются движениями тел. Этот раздел (изучение движения тел) физики называется механикой. Слово “механика” произошло от греческого слова “механэ”- машина, приспособление.

Движение прямолинейное, криволинейное, вращательное.

Для описания движения тела нужно знать как движутся различные его точки. Если разные точки тела движутся по-разному, то иногда все же можно ограничиться описанием движения только одной точки; это касается случаев, когда нас интересует только изменение положения тела как целого, например, при изучении полета пули, полета самолета, движения корабля в море, движения планет вокруг Солнца и т.д.

Разные движения точки различаются между собой в первую очередь по виду траектории. Если траектория - прямая линия, то движение точки называется прямолинейным; если траектория - кривая линия, то движение называют криволинейным.

Существует еще простой тип движения - это вращательное движение тела, или вращение. При вращательном движении все точки тела движутся по окружности, центры которых лежат на прямой. Эту прямую называют осью вращения.

Путь

В основе всякого движения точки (тела) лежат измерения длин (пути) и промежутков времени.

Основной единицей измерения длины пути, как и вообще длины, служит метр.

Кроме этой основной единицы, в науке и технике применяют и другие единицы - кратные метра и доли метра:

километр ($1\text{ км} = 1000\text{ м}$);

сантиметр ($1\text{ см} = 1/100\text{ м}$);

миллиметр ($1\text{ мм} = 1/1000\text{ м}$);

микрон ($1\text{ мк} = 1/1000\text{ мм} = 1/1\,000\,000\text{ м}$).

В Англии, США и некоторых других странах широко распространены, так называемые, английские меры длины:

дюйм = 25,4 мм;

фут = 12 дюймов = 304,8 мм;

миля сухопутная = 1609 м;

миля морская = 1852 м.

Время

Для измерения промежутков времени основной единицей в системе СИ принята секунда (с). 1 минута = 60 с; 1 час = 60 мин = 360 с. Современная техника добивается исключительной точности измерения промежутков времени, используя колебания кварцевых кристаллов «кварцевые часы» или колебания молекул «молекулярные часы». Кварцевые и молекулярные часы позволяют измерять промежутки времени с точностью до миллионных, миллиардных и триллионных долей секунды.

Скорость

Скоростью движения называют отношение длины пути, пройденного телом, к промежутку времени, за который этот путь пройден. (v - скорость; S - путь;

t - время)

$$v = \frac{S}{t} \quad (1.1.1.)$$

Угловая скорость.

При движении точки по окружности часто удобно характеризовать ее движение углом поворота радиуса, соединяющего движущуюся точку с центром окружности. Изменение этого угла с течением времени характеризуют угловой скоростью.

Угловая скорость численно равна углу поворота радиуса - вектора точки за одну секунду. Угол поворота обычно измеряют в радианах (рад). Единицей угловой скорости служит угловая скорость, при которой точка описывает дугу в один радиан за одну секунду (рад /с). Полный оборот по окружности составляет 2π радианов. Если точка делает n оборотов в секунду, то ее угловая скорость (ω - омега) будет $\omega = 2\pi n$ рад/с.

За единицу скорости в системе СИ принято выражение м/с. При разном выборе единиц скорость одного и того же движения будет иметь разное численное значение: м/с; км/час ; 1 км/час = 1 м /3.6 с; 1 м/с = 3.6 км/час

Ускорение

Если скорость движущегося тела растет, то движение называют ускоренным.

Ускорением называют отношение изменения скорости к промежутку времени, за который это изменение произошло. Ускорение обозначается буквой a .

$$a = \frac{v_2 - v_1}{t} \quad (1.1.2.)$$

В системе СИ единица ускорения есть 1 м в секунду за секунду или 1 м/с².

Если путь и время измерены в других единицах, то и для ускорения надо

принимать соответственные единицы измерения. Например, ускорение можно выражать в см/с^2 , м/мин^2 , м/час^2 , км/мин^2 .

Сила.

Действия тел друг на друга, создающие ускорения, называют силами.

Все силы можно разделить на два основных типа:

- силы, действующие при непосредственном соприкосновении,
- силы, которые действуют независимо от того, соприкасаются тела или нет, т.е. силы, которые могут действовать на расстоянии.

Для того чтобы одно тело могло действовать на другое при непосредственном соприкосновении, первое должно быть в особом состоянии: чтобы рука действовала на мяч, мышцы руки должны быть сокращены; чтобы действовать на пробку игрушечного пистолета, воздух и пружина должны быть сжаты и т.д. Сжатие, растяжение, изгибы и т.п. - это изменения формы или объема тел по сравнению с их исходным состоянием. Такие изменения называют деформациями и при наличии таких изменений говорят, что тело деформировано. Мышцы, пружины, газ, воздух и т.п. должны находиться в деформированном состоянии, чтобы действовать на соприкасающиеся с ними тела с некоторой силой. Эти силы в большинстве случаев действуют только до тех пор, пока тела деформированы, и исчезают вместе с исчезновением деформаций. Такие силы называют упругими. Кроме упругих сил, при непосредственном соприкосновении могут возникать еще и силы трения.

Для сил, действующих на расстоянии, нет такой картины взаимодействия тел, как для упругих сил. Важнейший пример сил, действующих на расстоянии - силы всемирного тяготения и, как частный случай, сила тяжести (сила земного притяжения).

Кроме сил тяготения, на расстоянии действуют также магнитные и электрические силы.

Равнодействующая сила.

Если на тело действует одновременно несколько сил, то их действие на движение тела можно заменить действием одной силы. Такую замену называют сложением сил. Данные силы называют слагающими или составляющими, а заменяющую их силу - их суммой или равнодействующей.

Сила обозначается буквой F . В международной системе единиц за единицу силы принимается сила, которая телу массой 1 кг сообщает ускорение 1 м/с^2 . Эта единица называется ньютоном (Н):

$$1 \text{ Н} = 1 \text{ кг} \cdot \text{м/с}^2; \quad 1 \text{ кг} = 9.8 \text{ Н}$$

Силы трения.

При непосредственном соприкосновении тел помимо сил упругости могут возникать силы и другого типа, так называемые силы трения. Силы трения всегда влияют в большой или меньшей степени на характер движения.

Характерными для трущихся поверхностей являются трения скольжения и трение качения.

Трением скольжения называют такое трение, которое возникает при скольжении одной поверхности относительно другой. Различают три вида трения скольжения: сухое, жидкостное и полусухое.

Отношение силы трения между поверхностями к силе, с которой тела давят друг друга, называют коэффициентом трения.

Коэффициент сухого трения для металлов равен 0,2 - 0,5.

Коэффициент жидкостного трения - 0,003 - 0,010.

Коэффициент трения качения - 0,002 - 0,007 для роликовых подшипников и 0,001 - 0,003 для шариковых.

Механическая работа.

При равномерном движении существует вполне определенная связь между силами и перемещениями: если направления силы и перемещения совпадают, то произведения силы на перемещение для обеих точек приложения сил оказываются одинаковыми. Это произведение рассматривается как самостоятельная физическая величина и называется работой силы.

$$A = F \cdot s \cdot \cos \alpha. \quad (1.1.3.)$$

Единица работы в СИ называется джоулем (Дж). Джоуль равен работе, совершаемой силой 1 н при перемещении точки ее приложения на 1 м в направлении действия силы: 1 Дж = 1 Н·м.

Мощность.

Для характеристики действия различных машин важна не только величина работы, которую может совершить данная машина, но и время, в течение которого эта работа может быть совершена. Этим определяется в конечном счете производительность всякой машины.

Отношение произведенной работы A ко времени t , в течение которого эта работа произведена, называют мощностью N :

$$N = \frac{A}{t} \quad (1.1.4.)$$

Единица мощности в СИ называется ваттом (Вт). Ватт равен мощности, при которой совершается работа 1 Дж за время 1 с: 1 Вт = 1 Дж/с

В технике пользуются более крупными единицами - киловаттом и мегаваттом: 1 кВт = 10^3 Вт; 1 МВт = 10^6 Вт.

Работа, совершаемая за 1 ч при мощности в 1 кВт, называется киловатт-часом: 1 кВт·ч = 10^3 Вт 3600 с = $3,6 \cdot 10^6$ Дж.

Энергия

Запас работы, которую может совершить тело, изменяя свое состояние, называют энергией.

К механическим видам энергии относятся: энергия, связанная с поднятием тела над землей (и вообще энергия, связанная с силами всемирного тяготения); энергия, связанная с деформациями тела; энергия, связанная с движением тела.

Потенциальная энергия - это энергия взаимодействия тел. Потенциальная энергия обозначается буквой E_p . Потенциальная энергия тела, поднятого над землей будет равна $E_p = mgh$, где m - масса тела; g - ускорение свободного падения; h - высота от поверхности Земли.

Потенциальная энергия упругого деформированного тела выражается формулой:

$$E_p = \kappa \cdot x^2 / 2 \quad (1.1.5.)$$

Кинетическая энергия

Энергию, которой тело обладает потому, что оно движется, называют энергией движения или кинетической энергией.

Таким образом, всякое тело может обладать механической энергией в виде потенциальной, или энергией положения, и в виде кинетической, или энергией движения.

Физическая величина, равная половине произведения массы тела на квадрат его скорости, называется кинетической энергией тела.

$$E_k = (m \cdot v^2) / 2 \quad (1.1.6.)$$

Так выяснилось, что изменение кинетической энергии брошенного вверх тела происходит только за счет изменения его потенциальной энергии и наоборот, так что суммарная механическая энергия тела не меняется. Точно так же, если на тело действует сжатая пружина, то она может сообщить телу некоторую скорость, т.е. кинетическую энергию, но при этом пружина будет распрямляться и ее потенциальная энергия будет соответственно уменьшаться; сумма упругой энергии и кинетической энергии остается постоянной. Энергия может переходить из одного вида в другой, может переходить от одного тела к другому, но общий запас механической энергии остается неизменным.

Теоретические расчеты показывают, что при отсутствии сил трения и при взаимодействии только сил упругости и тяготения суммарная потенциальная и кинетическая энергия тела или системы тел остается во всех случаях постоянной. В этом и заключается закон сохранения механической энергии.

Температура и температурные шкалы

Температурой называется степень нагретости тела. Чем более нагрето тело, тем выше его температура. Единицей измерения температуры является градус.

Температура отсчитывается от нулевой точки. В системе СИ за нуль шкалы принимается температура абсолютного нуля. Ниже абсолютного нуля, т.е.

такой температуры, при которой прекращается молекулярное движение, не может быть охлаждено ни одно тело.

В технической системе единиц за нуль температурной шкалы принимается температура таяния водяного льда при нормальном атмосферном давлении. Температуры выше нуля пишутся со знаком плюс (+), ниже нуля - со знаком минус (-).

В этой системе температура кипения дистиллированной воды при давлении 760 мм рт. ст. принимается за 100°C . Следовательно, 1°C равен $1/100$ диапазона температур от 0 до 100°C .

Абсолютный нуль, принимаемый за начало отсчета температур в системе СИ, в технической системе равен $-273,16^{\circ}\text{C}$.

По величине градусы технической системы и системы СИ равны между собой, только первые отсчитываются от 0°C , а вторые от $-273,16^{\circ}\text{C}$. Для различия первые называют градусами Цельсия ($^{\circ}\text{C}$), вторые - градусами Кельвина ($^{\circ}\text{K}$). Температура в градусах Кельвина обозначается буквой T , в градусах Цельсия - t .

Зависимость между температурами в градусах Кельвина и Цельсия выражается формулой

$$T, ^{\circ}\text{K} = t, ^{\circ}\text{C} + 273,16 \approx t, ^{\circ}\text{C} + 273$$

Температуру, отсчитываемую от абсолютного нуля, называют абсолютной.

Давление.

Возьмем сосуд заполненный газом. Стенки сосуда мешают газу свободно расширяться, поэтому газ оказывает на эти стенки давление. Это давление является результатом суммирующихся многочисленных ударов беспорядочно движущихся молекул газа о стенки емкости. Чем больше ударов молекул в единицу времени, тем больше давление на стенки.

Давление газа численно равно величине равномерно распределенной силы, действующей на единицу величины поверхности, с которой соприкасается этот газ, т.е. величине суммарной силы ударов частиц газа на единицу внутренней поверхности сосуда, что выражается следующей формулой:

$$P = \frac{F}{S},$$

где P - давление газа; F - сила, действующая на поверхность; S - величина поверхности.

Единица силы в технической системе - 1 килограмм - сила (кгс) определяется как сила, с которой 1 л воды притягивается к Земле при температуре 4°C на уровне моря и на широте 45° .

В системе СИ единицей давления считается паскаль (Па). Паскаль - давление, вызываемое силой в 1 ньютон (Н), равномерно распределенной по поверхности площадью 1 м^2 .

В физике за единицу давления иногда принимается физическая или нор-

мальная атмосфера (1 атм), соответствующая нормальному давлению земной атмосферы у поверхности Земли и равная давлению ртутного столба высотой 760 мм при 0° С.

Более высокие давления измеряются в килограмм-силах на квадратный сантиметр (1 кгс/см²). Давление в 1 кгс/см² называется технической атмосферой и соответствует 735,6 мм. рт. ст. или 98100 Па.

Давление газа в трубе или сосуде может быть больше или меньше давления окружающего атмосферного воздуха. В последнем случае оно называется разрежением. Большое разрежение называют вакуумом.

Давление газа различают также в зависимости от выбранной начальной точки его отсчета. Если оно отсчитывается от имеющегося давления атмосферного воздуха, что обычно бывает на практике, то его называют избыточным. Величинами избыточного давления обычно пользуются в практике эксплуатации, но при различных расчетах часто используют величины абсолютного давления.

Манометры - приборы, служащие для измерения давления, - показывают величину избыточного давления.

Давление окружающей атмосферы воздуха измеряется барометрами. Чтобы получить величину абсолютного давления газа, надо к показанию манометра прибавить показания барометра.

Существует соотношение между различными единицами измерения давления: 105 Па = 0,1 МПа $\approx$ 760 мм. рт. ст. $\approx$ 1 кгс/см² $\approx$ 1 ата = 10 м. вод. ст.

Плотность, удельный объем.

Плотностью называется масса вещества в единице его объема. Она измеряется в килограммах на кубический метр. Для определения плотности нужно массу вещества разделить на занимаемый объем:

$$\rho = m / v, \text{ кг / м}^3, (1.1.7.)$$

где, ρ (ρ_0) в системе СИ - плотность.

Чтобы показать (определить легче или тяжелее тот или иной газ, чем воздух, часто употребляют понятие относительной плотности газа. Относительная плотность газа (по воздуху) - частное от деления плотности газа на плотность воздуха ($\rho_{\text{воздуха}} = 1,293$). Зная плотность газа, выраженную в кг/м³, можно определить его относительную плотность:

$$(S). S = \frac{\rho}{1,293} = 0,773\rho$$

Относительная плотность - безразмерная величина. Если эта величина меньше единицы, то газ легче воздуха, если она равна единице, то относительные плотности газа и воздуха одинаковы, если она больше единицы, то газ тяжелее воздуха.

Объем, занимаемый единицей массы газа, называется удельным объемом этого газа.

Следовательно, удельный объем является величиной, обратной плотности.

Таким образом, удельный объем газа может быть получен делением единицы на величину плотности этого газа. На практике за величину удельного объема газа принимают объем, занимаемый 1 кг этого газа при 0° С и 760 мм рт. ст.

Газовые законы

Газы могут сильно изменять свой объем при изменении величины оказываемого на них давления. Эти газы отличаются от твердых и жидких тел, которые очень мало изменяют свои объемы даже при высоких давлениях.

Опытные работы показали, что если взять определенное количество газа и оказывать на него изменяющееся давление, то объем этого газа будет меняться обратно пропорционально величине давления. Математически эта зависимость между объемом и давлением газа при постоянной температуре выглядит так:

$$\frac{P_2}{P_1} = \frac{V_1}{V_2} \quad (1.1.8.)$$

$$\text{или } V_2 = P_1 \cdot V_1 / P_2 \quad (1.1.9.)$$

где P_1 и V_1 - абсолютное давление и объем газа до их изменения; P_2 и V_2 - то же после изменения. Формула может быть легко преобразована следующим образом:

$$P_1 V_1 = P_2 V_2 = \text{const} \quad (1.1.10.)$$

Другими словами, изменение объема и абсолютного давления определенного количества газа протекает так, что произведение величины объема газа на величину соответствующую этому объему давления газа будет постоянной величиной.

Это важнейший из газовых законов носит название закона Бойля-Мариотта. Он позволяет определить давление газа при изменении его объема и объем его при изменении давления, но при условии, что температура газа остается постоянной.

Опытным путем было выведено, что при постоянном давлении с повышением температуры объем газов увеличивается, а при понижении температуры уменьшается.

Увеличение или уменьшение объема газов практически одинаково для различных газов и составляет на 1° С величину равную 1/273 объема данного количества газа при 0° С и при том же давлении. Величина 1/273, или 0,00367 называется термическим коэффициентом объемного расширения газа и обозначается «а» (альфа).

Эта зависимость называется законом Гей-Люссака, позволяет вычислить

степень увеличения или уменьшения объема определенного количества газа при изменении его температуры.

Если происходит нагревание газа, то величина изменения объема прибавляется к первоначальному объему газа, а если газ охладится, то соответствующая величина вычитается из его первоначального объема.

Математически это выглядит следующей формулой:

$$V_t = V_0 \pm V_0 \alpha t \text{ или } V_t = V_0 (1 \pm \alpha t), (1.1.11.)$$

где V_t - искомый объем газа при температуре t , м^3 ; V_0 - начальный объем газа при 0°C , м^3 ; α - температурный коэффициент объемного расширения газа; t - изменение температуры газа, $^\circ\text{C}$.

Если подставить в формулу значение α , то получится:

$$V_t = V_0 \left(1 + \frac{1}{273} t \right) = V_0 \left(1 + \frac{t}{273} \right) = V_0 \frac{273 + t}{273}, (1.1.12.)$$

но величина $273 + t$ есть абсолютная T . Подставляя в выведенную выше формулу T вместо $273 + t$, получаем

$$V_t = V_0 \frac{T}{273} \quad (1.1.13.)$$

Делаем вывод, что объем газа при постоянном давлении прямо пропорционален абсолютной температуре этого газа. Если же постоянным является объем газа, то его давление также изменяется прямо пропорционально изменению абсолютной температуры.

Это закон Шарля, который записывается следующим образом:

$$\frac{P_1}{P_2} = \frac{T_1}{T_2}, \text{ или, } P_1 T_2 = P_2 T_1 \quad (1.1.14.)$$

$$\text{или, } P_2 = P_1 \cdot T_2 / T_1 \quad (1.1.15.)$$

Если происходит одновременное изменение объема, давления и температуры определенного количества газа, то в этом случае действуют одновременно законы Бойля-Мариотта и Гей-Люссака, которые могут быть объединены в один общий закон состояния газа:

$$V = V_1 \frac{P_1}{P} \cdot \frac{T}{T_1} \text{ или } \frac{PV}{T} = \frac{P_1 V_1}{T_1} = \text{const} \quad (1.1.16.)$$

где const - постоянная величина, обозначаемая буквой R и называемая газовой постоянной, $\text{Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$

Подставляя обозначение газовой постоянной в уравнение получаем:

$$\frac{PV}{T} = R, \text{ или } PV = RT \quad (1.1.17.)$$

Это есть уравнение закона газового состояния или уравнение Менделеева-Клапейрона, связывающее все три основных параметра данного количества газа: абсолютное давление, объема и абсолютную температуру.

Для реальных газов используют уравнение состояния, отличающееся от уравнения $PV = RT$ коэффициентом сжимаемости «z», вводимым в его правую часть:

$$P V = z RT \quad (1.1.18.)$$

Большинство газов при сжатии нагреваются. Поэтому при сжатии, например, природного газа компрессорами до высокого давления приходится охлаждать сжатый газ. Такое охлаждение осуществляют, применяя воздушные холодильники (АВО газа) для интенсивного отбора тепла.

При расширении газы чаще всего охлаждаются, что наблюдается, например, при дросселировании газа регуляторами давления. Иногда это охлаждение настолько значительно, что на холодном регуляторе и участке газопровода после него конденсируются водяные пары, содержащиеся в воздухе, а капельки воды даже замерзают.

Охлаждение газа происходит потому, что на расширение его затрачивается работа. При отсутствии подвода тепла извне необходимая работа совершается за счет энергии движущихся частиц газа, в результате чего скорость движения их замедляется и температура снижается. Это явление называется эффектом Джоуля-Томсона.

Теплоемкость.

Для нагревания на одинаковое число градусов одинаковых количеств различных веществ требуется разное количество тепла.

Количество теплоты, которое необходимо для повышения температуры данного вещества (тела) на 1°C , называется теплоемкостью данного вещества. Количество тепла, необходимое для нагрева 1 г вещества на 1°C , называется удельной теплоемкостью данного вещества.

В технических расчетах удельную теплоемкость твердых и жидких веществ выражают обычно в килокалориях на 1 кг /град. Теплоемкость газов относят как к единице массы (1 кг), так и к единице объема (1 м³).

Теплоемкость газов, отнесенную к 1 кг, измеряют в ккал/кг. град, а отнесенную к 1 м³ (при нормальных условиях) в ккал/м³. град.

Удельная теплоемкость в системе СИ измеряется в других единицах - джоулях или килоджоулях на 1 кг массы на 1°C . Эта теплоемкость называется массовой и обозначается буквой C .

Количество теплоты Q , необходимое для нагрева массы вещества m от температуры t_1 до температуры t_2 , определяется по формуле

$$Q=mc(t_2 - t_1) \quad (1.1.19.)$$

Теплоемкость веществ зависит от температуры. В большинстве случаев с повышением температуры повышается и теплоемкость. Для газов, кроме того, имеют значение условия их нагрева. Дело в том, что газы можно нагревать при постоянном давлении, давая им возможность расширяться по мере повышения температуры или при постоянном объеме, когда расширение газов не происходит, а с подъемом температуры увеличивается давление. Поэтому различают теплоемкость при постоянном давлении « C_p » и теплоемкость при постоянном объеме « C_v ».

На практике в большинстве случаев при сжигании газа в котлах, печах и бытовых газовых приборах продукты сгорания имеют возможность расширяться, поэтому для расчетов пользуются теплоемкостью при постоянном давлении. Но, например, в двигателях внутреннего сгорания горение происходит при постоянном объеме.

Теплопроводность.

Способность тел производить передачу теплоты называют теплопроводностью.

Для характеристики различных материалов в отношении теплопередачи пользуются понятием коэффициента теплопроводности.

Коэффициентом теплопроводности называют величину, показывающую, какое количество теплоты передается за 1 секунду сквозь единичную площадь стенка толщиной в единицу, при разности температур между поверхностями стенки 1°C .

Нужно отметить, что коэффициенты теплопроводности газов весьма малы.

Тепловое расширение твердых и жидких тел.

Опыты и наблюдения показывают, что при повышении температуры размеры тел увеличиваются, а при охлаждении - уменьшаются до прежней величины.

Изменение линейных размеров тела при нагревании называют тепловым линейным расширением.

Линейное расширение различных материалов при одном и том же повышении температуры различно.

Увеличение линейных размеров сопровождается увеличением объема тел (объемное расширение тел).

О линейном расширении жидкостей говорить нельзя, т.к. жидкость не имеет определенной формы.

Различные жидкости расширяются при нагревании по разному: например, керосин расширяется сильнее, чем вода.

При линейном расширении тела удлинение при нагревании на $(t'' - t)^\circ$

равно $l' - l$. Удлинение того же тела при нагревании на 1°C будет в $t' - t$ раз меньше, т.е. будет равно $\frac{l' - l}{t' - t}$.

Изменение размеров тела пропорционально изменению температуры, это - общее удлинение всего тела; оно тем больше, чем длиннее тело.

Для того чтобы получить характеристику теплового расширения материала, из которого сделано тело, надо взять относительное удлинение, т.е. отношение наблюдаемого удлинения к длине нашего тела при определенных “нормальных” условиях. “Нормальной” длиной считают длину тела при 0°C , обозначенную l_0 .

Итак, величина, характеризующая тепловое расширение материала, есть

$$a = \frac{l' - l}{l_0(t' - t)} \quad (1.1.20.)$$

Она называется коэффициентом линейного расширения и показывает, на какую долю своей нормальной длины увеличивается длина тела при нагревании на 1°C .

Так как тепловое расширение большинства тел весьма незначительно, то длина « l_0 » при 0°C очень мало отличается от длины « l » при другой температуре, например, комнатной. Поэтому в выражении коэффициента линейного расширения « l_0 » можно заменить на « l », так что

$$a = \frac{l' - l}{l(t' - t)} \quad (1.1.21.)$$

Зная коэффициент линейного расширения, мы можем рассчитать длину тела при любой температуре в пределах не очень большого температурного интервала. Формулу $a = \frac{l' - l}{l(t' - t)}$ преобразуем

$$a = \frac{l' - l}{l(t' - t)}$$

$$l' - l = la(t' - t), \text{ или } l' = l[1 + a(t' - t)] \quad (1.1.22.)$$

приращение температуры $t' - t$ запишем буквой « τ », получим формулу линейного расширения $l' = l(1 + a\tau)$.

Зависимость плотности газа от температуры.

Мы уже знаем, что плотность равна массе тела, деленной на объем. Так как масса газа постоянна, то при нагревании плотность газа уменьшается во столько раз, во сколько увеличивается объем. Мы так же знаем, что объем газа прямо пропорционален абсолютной температуре, если давление остается постоянным.

Следовательно, плотность газа при измененном давлении обратно про-

порциональна абсолютной температуре. Если d_1 и d_2 - плотность газа при температурах T_1 и T_2 , то имеет место отношение:

$$\frac{d_1}{d_2} = \frac{T_1}{T_2}$$

Непрерывное изменение состояния газа, происходящее в результате его взаимодействия с внешней средой, называют термодинамическим процессом, или просто процессом. В физике и технике рассматривают и используют следующие пять процессов изменения состояния как идеальных, так и реальных газов: изохорный, изотермический, изобарный, адиабатический и политропный.

1. Уравнение изохорического процесса нагрева газа $V = \text{const}$ (т.е. $\Delta V = 0$), здесь $\Delta A = p \Delta V = 0$ и $\Delta Q = \Delta U$. Вся подводимая теплота идет на увеличение внутренней энергии газа, что приводит к увеличению его температуры. Давление газа в процессе изменяется пропорционально абсолютной температуре, т. е. $p_2 / p_1 = T_2 / T_1$, где p_1 и p_2 - давление газа соответственно в начале и конце процесса; T_1 и T_2 - температура газа соответственно в начале и конце процесса.

2. Изотермическое расширение или сжатие газа. Из уравнения состояния $pV = RT$ при $T = \text{const}$ находим уравнение процесса $pV = \text{const}$. В этом процессе $\Delta T = 0$ и $\Delta U = 0$. Поэтому вся подводимая теплота превращается в работу, т.е. $\Delta Q = \Delta A$.

3. Изобарическое расширение газа, его уравнение $p = \text{const}$. В этом процессе объем газа изменяется пропорционально абсолютной температуре, т.е. $V_2 / V_1 = T_2 / T_1$, где V_1 и V_2 - объем газа соответственно в начале и конце процесса. В изобарическом процессе количество теплоты, расходуемой на изменение внутренней энергии газа и на выполнение механической работы, не одинаково: во внутреннюю энергию газа преобразовывается 71,4%, а в механическую работу 28,6% теплоты, сообщаемой газу.

4. Адиабатический процесс совершается без теплообмена с внешней (окружающей) средой ($\Delta Q = 0$). В соответствие с первым началом термодинамики при адиабатическом расширении механическая работа совершается за счет уменьшения внутренней энергии рабочего тела, т. е. $\Delta A = - \Delta U$.

Связь между параметрами в адиабатическом процессе определяется уравнением адиабаты $pV^k = \text{const}$, где $k = c_p / c_v$ - показатель адиабаты, равный отношению удельной теплоемкости при постоянном давлении к удельной теплоемкости при постоянном объеме.

5. Политропный процесс - обобщающий термодинамический процесс, а остальные рассмотренные выше четыре процесса - его частные случаи. В этом процессе в результате взаимодействия газа с внешней средой одновременно изменяются температура, давление и объем газа. При этом с возрастанием доли теплоты, переходящей к газу или отбираемой от газа, увеличивается степень отклонения процесса от адиабатического или изотермического характера.

Если в этом процессе объем газа увеличивается, т. е. газ расширяется, то силы газа совершают работу против сил окружающей среды - газ совершает работу над окружающей средой. Наоборот, если под действием сил окружающей

среды объем газа уменьшается, то внешняя среда совершает работу над газом.

Термодинамический цикл газотурбинной установки.

Каждому состоянию газа соответствуют свои значения параметров T , V , P . Переход газа из одного состояния в другое, сопровождается потреблением или выделением теплоты. Очень часто возникает потребность показать графически количество тепла, участвующего в том или ином процессе. Для этого используют еще один параметр рабочего тела - энтропию.

Энтропия зависит только от двух параметров состояния газа (T и V), и не зависит от пути перехода газа из одного состояния в другое.

Энтропию обозначают через « S » и выражают в Дж/оК; энтропию, отнесенную к 1 кг газа, называют удельной энтропией газа, обозначают через « s » и выражают в Дж (кгК).

Рассмотрим цикл двухвальной ГТУ со свободной турбиной низкого давления и регенератором. На рис. 1.1.1.а этот цикл представлен в $P - V$ диаграмме, а на рисунке 1.1.1.б в $T - S$ диаграмме.

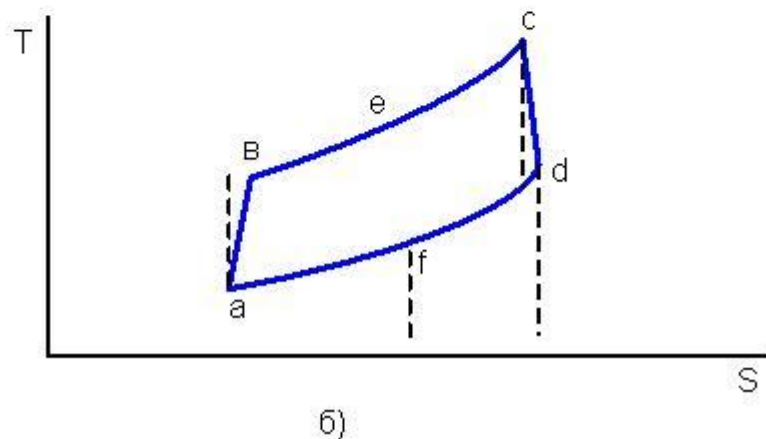
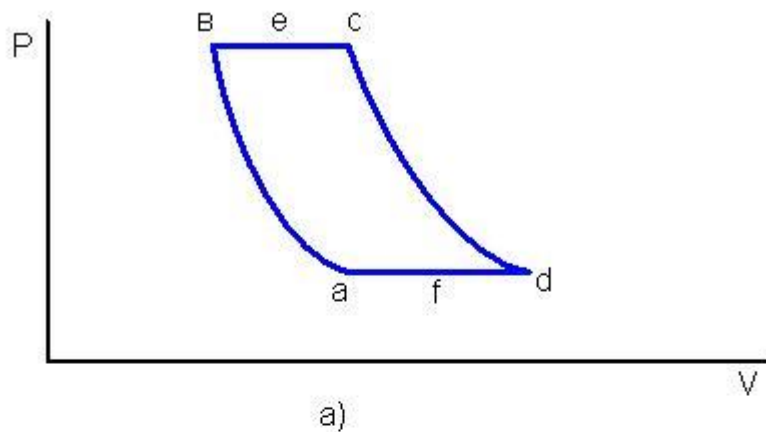


Рис.1.1.1 Диаграммы.

Точка «а» определяет начальные параметры воздуха перед компрессором.

Линия «аб» соответствует процессу сжатия воздуха в компрессоре до параметров P_b , V_b . Так как это сжатие не является изоэнтропийным (процесс, проходящий при неизменном параметре S), то линия «аб» на $T - S$ диаграмме отклонена вправо от вертикали. Линия «вс» соответствует нагреву воздуха при практически постоянном давлении, причем участок «ве» соответствует нагреву воздуха в регенераторе, а участок «ес» - нагреву в камере сгорания. Точка «С» соответствует параметрам потока перед турбиной высокого давления. Линия «сd» соответствует расширению газа в ТВД и в ТНД. Отклонение линии «сd» от вертикали объясняется так же неизоэнтропийностью процесса расширения. Линия «df» - охлаждение газов в регенераторе. Величина работы газа определяется площадью замкнутой фигуры.

1.2. Состав и свойства природного газа

Исходные понятия и определения.

В зависимости от способа получения и физико-химических свойств все газы условно можно разделить на природные и искусственные. Природный газ в настоящее время является основным видом топлива в системе городов и поселков, ценным сырьем для химической промышленности. Различают три основных группы природных газов:

газы, получаемые из чисто газовых месторождений (сухие газы) - состоят в основном из метана CH_4 до 98%;

газы, получаемые из газоконденсатных месторождений - состоят из сухого газа и примеси конденсата (бензина, лигроина, керосина);

попутные газы, получаемые из скважин нефтяных месторождений вместе с нефтью - состоят из смеси газов с газовым бензином и пропан-бутановой фракции.

Искусственный газ получают в результате термической обработки твердых и жидких топлив, а также подземной газификации углей. Основной состав этих газов - окись углерода, водород и азот.

Состояние любого газа принято характеризовать величинами, которые называются параметрами состояния. Наиболее распространенными параметрами состояния являются: плотность, давление, температура. Кроме того, широко используются такие понятия, как масса, теплоемкость, работа, теплота, энтальпия, энтропия и т.д.

Смеси газов

Природные газы представляют собой смесь, состоящую из нескольких чистых веществ, химически не взаимодействующих между собой: метана CH_4 , этана C_2H_6 , пропана C_3H_8 , бутана C_4H_{10} и других углеводородов. Поэтому одной из важнейших характеристик смеси является ее состав. Состав смеси обычно определяется посредством нахождения массовой или мольной концентрации компонентов, входящих в смесь. Понятие «моль», как отмечалось выше, означает количество вещества в граммах, численно равное его мольной массе, а киломоль - количество вещества в килограммах, тоже численно равное его мольной массе. Так, например, киломоль кислорода O_2 равен 32 кг, киломоль метана CH_4 — 16,04 кг и т.д. Физические характеристики компонентов природного газа приведены в таблице 1.2.1.

Массовой концентрацией t -го компонента называется отношение массы данного компонента G_t к массе всей смеси G :

$$m = G_t / G,$$

Таблица 1.2.1. Физические характеристики компонентов природного газа

Компонент состава газа	Формула	Мольная масса	Плотность, кг/м³	Плотность по отношению к воздуху	Температура сжижения, °C
Метан	CH ₄	16,04	0,72	0,55	-161,5
Этан	C ₂ H ₆	30,07	1,36	1,05	-89
Пропан	C ₃ H ₈	44,09	2,02	1,55	-42
Бутан	C ₄ H ₁₀	58,12	2,70	2,08	-1
Пентан	C ₅ H ₁₂	72,15	3,22	2,50	+ 36
Гексан	C ₆ H ₁₄	86,18	-	3,00	+ 68
Этилен	C ₂ H ₄	28,05	1,26	0,98	-104
Пропен	C ₃ H ₆	42,08	1,92	1,48	-48
Бутен	C ₄ H ₈	56,10	2,60	2,00	-6
Пентен	C ₅ H ₁₀	70,13	3,13	-	-
Ацетилен	C ₂ H ₂	26,04	1,17	0,31	-84
Бензол	C ₆ H ₆	78,11	3,48	-	-
Оксид углерода	CO	28,01	1,25	0,97	-192
Углекислый газ	CO ₂	44,01	1,98	1,53	-78
Сероводород	H ₂ S	34,08	1,54	1,19	+46
Азот	N ₂	28,02	1,25	0,97	-196
Кислород	O ₂	32,0	1,43	1,10	-186
Водород	H ₂	2,02	0,09	0,07	-253
Водяной пар	H ₂ O	18,02	0,77	0,59	+ 100

Состав природного газа обычно регулярно определяется на газопроводах соответствующими лабораториями с использованием хроматографического анализа.

Теплота сгорания газов

Теплота сгорания, или теплотворная способность газа как топлива, -это количество теплоты, выделяемой при полном сгорании единицы количества вещества (кг или м³), измеренного при нормальных стандартных условиях (давление, температура). Различают высшую и низшую теплоту сгорания. Высшей теплотой сгорания называется количество теплоты (кДж), выделяющееся при полном сгорании единицы количества вещества (кг или м³), с учетом конденсации водяных паров, образующихся при окислении водорода. Низшей теплотой сгорания называется количество теплоты (кДж), выделяющееся при полном сгорании единицы количества вещества при нормальных или стандартных условиях без учета теплоты, выделяющейся при конденсации водяных паров. На основе численного значения теплоты сгорания топлива определяют потреб-

ность в газообразном топливе, а также КПД газоперекачивающих агрегатов и других газоиспользующих установок.

В расчетах обычно используют понятие низшей теплоты сгорания топлива в силу того, что отходящие из газоиспользующих установок продукты сгорания имеют относительно высокую температуру, значительно выше, чем температура точки росы, при которой и происходит конденсация водяных паров, содержащихся в продуктах сгорания.

Численные значения низшей теплоты сгорания ряда компонентов газообразного топлива приведены в таблице 1.2.2.

Следует заметить, что приводимые в литературе данные о теплоте сгорания отдельных компонентов газообразного топлива часто разнятся между собой. Это в определенной степени обусловлено различием в подсчете основных характеристик самого топлива.

Таблица 1.2.2. Низшая теплота сгорания некоторых компонентов природного газа

Компонент смеси	Метан	Этан	Пропан	Бутан .	Пентан	Гексан
Низшая теплота сгорания, кДж/м ³	35880	64450	92940	118680	146130	173760

Пределы взрываемости

Исключение образования взрывоопасных газозоудушных концентраций, а также появление источников воспламенения этой смеси (пламени, искр) всегда является основной задачей обслуживающего персонала компрессорных станций. При взрыве газозоудушной смеси резко повышается давление в зоне взрыва, приводящее к разрушению строительных конструкций, а скорость распространения пламени достигает сотни метров в секунду. Например, температура самовоспламенения метанозоудушной смеси находится на уровне 700°С, а метан является основным компонентом природного газа. Его содержание в газозоудных месторождениях колеблется в диапазоне 92—98%.

При взрыве газозоудушной смеси, находящейся под давлением 0,1 МПа, развивается давление около 0,80 МПа. Газозоудушная смесь взрывается, если в ней содержится 5—15 % метана; 2—10 % пропана; 2—9 % бутана и т.д. При повышении давления газозоудушной смеси пределы взрываемости сужаются. Следует отметить, что примесь кислорода в газе увеличивает опасность взрыва.

Пределы и интервал взрываемости газов в смеси с воздухом при температуре 20°С и давлении 0,1 МПа приведены в табл. 1.2.3.

Таблица 1.2.3. Пределы и интервал взрываемости газов в смеси с воздухом при температуре 20°С и давлении 0,1 МПа

Газ	Пределы взрываемости, % по объему		Интервал взрываемости, % по объему
	нижний	верхний	
Ацетилен	2,3	82,0	79,7
Бутан	1,5	8,5	7,0
Бутилен	1,7	9,0	7,3
Водород	4,0	75,0	71,0
Метан	5,0	15,0	10,0
Нефтепромысловый газ	4,0	14,0	10,0
Оксид углерода	12,5	75,0	62,5
Природный газ	5,0	15,0	10,0
Пропан	2,0	9,5	7,5
Пропилен	2,2	9,7	7,5
Этан	3,0	14,0	11,0
Этилен	3,0	33,3	30,3
Ацетилен	2,3	82,0	79,7

Технологические характеристики природных газов и их компонентов

В природных газах чисто газовых месторождений страны основным компонентом смеси является метан CH_4 содержание которого в смеси составляет от 92 до 98% по объему. Остальные 2—8% приходится на «производные» метана — гомологи метана и азота. Как отмечалось выше, кроме чисто газовых месторождений, имеются так называемые газоконденсатные месторождения. Конденсат состоит из легких бензиновых фракций и сжиженных углеводородных газов, обладающих способностью к выпадению из смеси.

Кроме двух названных типов газовых месторождений, различают еще понятие нефтепромысловых газов, сопутствующих месторождениям нефти. Содержание метана в таких газах колеблется от 30 до 90% по объему. Этот газ выделяется из нефти, поднимаемой на поверхность, в специальных ловушках-трапах. Обычно в 1 тонне добываемой нефти содержится 200-400 м³ газа при нормальных физических условиях.

Теплофизические свойства метана, содержащегося в большом количестве в природных газах, перекачиваемых по газопроводам, практически полностью и определяют свойства природных газов.

Метан CH_4 - наиболее легкий из углеводородов, плотность его при нормальных физических условиях составляет 0,717 кг/м³. Отношение его плотности к плотности воздуха равно 0,554.

Метан - это бесцветный газ, не имеющий запаха. Он нетоксичен, но при большой концентрации в воздухе вызывает удушье. При давлении 0,1 МПа и температуре -162°C он сжижается.

Вслед за метаном в гомологическом ряду идет этан C_2H_6 . По плотности этот газ близок к воздуху; при давлении 0,1 МПа и температуре 20°C он может

рассматриваться как идеальный газ. В природных газах чисто газовых месторождений содержатся лишь доли процента этана. Увеличение содержания этана в составе природного газа повышает его теплоту сгорания. В соответствии с этим этан является ценным компонентом газообразования топлива.

Следующий насыщенный углеводород — пропан C_3H_8 . Пропан в 1,5 раза тяжелее воздуха. Различие в составе пропана и этана сводится к наличию в молекуле пропана одной группы CH_3 . Каждый последующий углеводород данного гомологического ряда отличается от предыдущего на одну группу CH_2 , называемую группой гомологической разности. Пропан содержится в сравнительно незначительном количестве в природных газах чисто газовых месторождений. Значительно больше его содержится в природных газах газоконденсатных месторождений.

Пропан легко сжижается. Температура сжижения его при атмосферном давлении равна $-42^\circ C$. При снижении давления сжиженный пропан легко испаряется, что позволяет хранить и транспортировать его в сжиженном виде при небольшом давлении, а перед использованием регазифицировать и сжигать в газообразном состоянии.

Бутан C_4H_{10} — газ, имеющий два изомера — н. бутан и изобутан. Оба изомера при давлении 0,1 МПа легко переходят в жидкое состояние. При этом давлении н. бутан становится жидкостью при температуре $-0,5^\circ C$, а изобутан при температуре $-10,5^\circ C$. Следовательно, бутан, как и пропан, легко сжижаются и составляют основу сжиженных углеводородных газов. Парциальные давления этана, пропана и бутана очень малы, и в газовой смеси они могут рассматриваться как идеальные газы.

Кроме углеводородов, в состав природных газов входят негорючие газы, к которым относятся азот, диоксид углерода, или углекислый газ, и кислород.

Азот N_2 , является двухатомным бесцветным газом, не имеющим запаха и вкуса. Азот практически не реагирует с кислородом, поэтому его рассматривают как инертный газ. В большинстве природных газов его содержание составляет 0,5–3%.

Диоксид углерода CO_2 является бесцветным тяжелым газом со слегка кисловатым запахом и вкусом. Этот газ не способен к горению. При высоком содержании углекислого газа в воздухе (5—10% по объему) этот газ вызывает удушье. Содержание диоксида углерода в природном газе обычно не превышает 1% по объему.

При давлении 0,1 МПа диоксид углерода, минуя жидкое состояние, переходит в твердое состояние при температуре $-78^\circ C$. Твердый диоксид углерода называют сухим льдом и используют для хранения пищевых продуктов.

Кислород O_2 является бесцветным газом без запаха и вкуса. Плотность кислорода при нормальных физических условиях равна $1,43 \text{ кг/м}^3$. В процессе горения кислород играет роль окислителя. Примесь кислорода в газообразном топливе допускается не более 1% по объему как по соображениям взрывобезопасности, так и в целях предохранения оборудования от коррозии.

1.3. Технологические основы трубопроводного транспорта природного газа.

Основным видом внутриконтинентального транспорта природных газов является трубопроводный, развитие которого объясняется прежде всего относительно низкой стоимостью.

Современная газотранспортная система – это наиболее энергоемкая отрасль газовой промышленности, система с многочисленными, мощными и сложными в инженерном отношении компрессорными станциями (КС), устанавливаемыми на трассе магистральных газопроводов через каждые 100-150 км, наземными и подземными хранилищами газа, закольцованными трубопроводами с огромным числом подводов и отводов газа, а также с различными климатическими условиями в районах эксплуатации газотранспортного оборудования и т.д.

Основные месторождения газа в России расположены на значительном расстоянии от крупных потребителей. Подача газа к ним осуществляется по газопроводам различных диаметров: 320, 520, 720, 820, 1020, 1220 и 1420 мм. При прохождении газа возникает трение потока о стену трубы, что вызывает потерю давления. Например, при $Q=90$ млн $\text{м}^3/\text{сут.}$ по трубе диам. 1400 мм давление убывает с 7,6 до 5,3 МПа на участке 110 км. Поэтому транспортировка газа в достаточном количестве и на большие расстояния, только за счет естественного пластового давления нельзя. Для этой цели строят КС (рисунок 1.3.1.).

Перед подачей газа в магистральные газопроводы его необходимо подготовить к транспорту на головных сооружениях, которые располагаются около газовых месторождений. Подготовка газа заключается в очистке его от механических примесей, осушки от газового конденсата и влаги, а также удаления, при их наличии побочных продуктов: сероводорода, углекислоты и т.д.

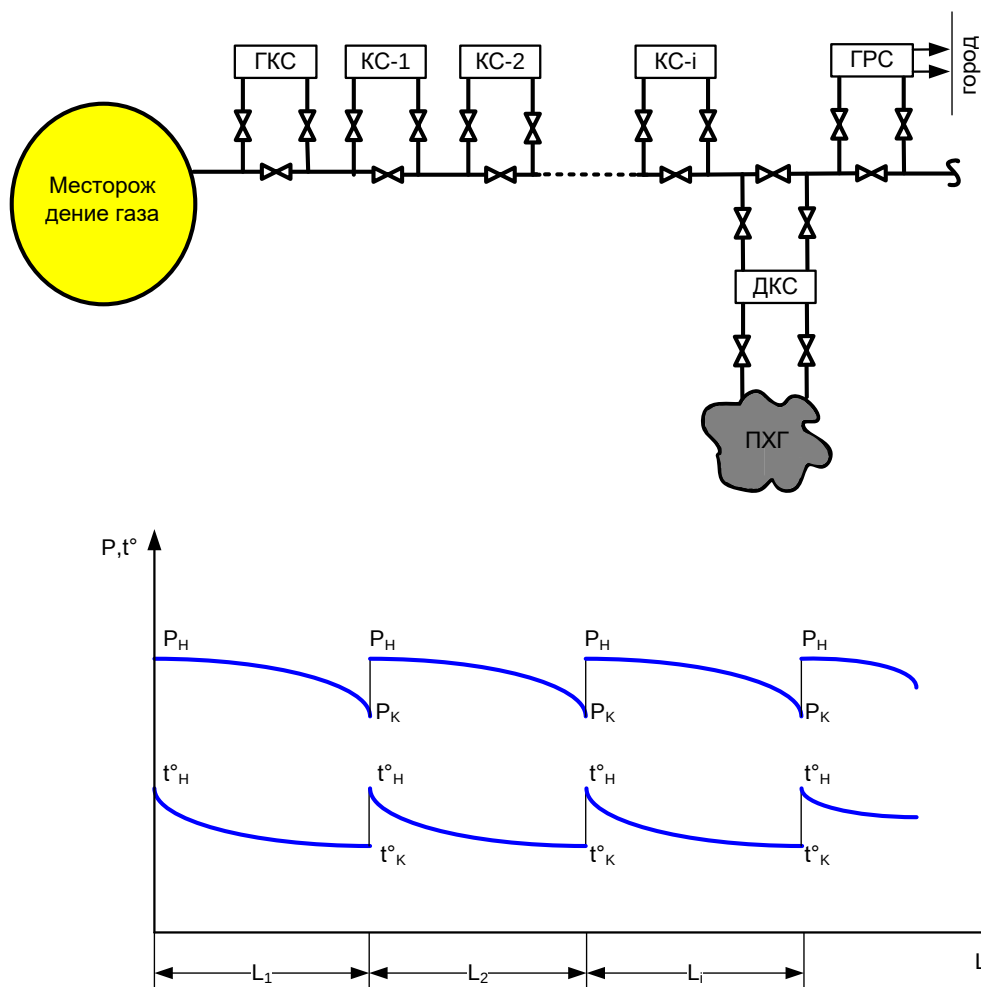


Рисунок 1.3.1. Схема газопровода и изменения параметров газа вдоль трассы

При падении пластового давления, около газовых месторождений, а так же около подземных хранилищах газа (ПХГ), строят дожимные КС (ДКС), где давление газа поднимается до уровня магистрального. На магистральных газопроводах около крупных потребителей газа сооружаются газораспределительные станции (ГРС) для газоснабжения потребителей. Кроме того на магистральных газопроводах (МГ) сооружаются оборудование для защиты трубопровода от коррозии, запорнорегулирующая арматура, пункты пуска и приема очистных поршней, замерные узлы и т.д.

Все это свидетельствует о том, что транспорт газа на большие расстояния представляет собой весьма сложную техническую задачу.

На КС в качестве энергопривода используются газотурбинные установки, электродвигатели и газомотокомпрессоры – комбинированный агрегат, в котором привод поршневого компрессора осуществляется от коленвала двигателя внутреннего сгорания (ДВС).

Режим работы современного газопровода, несмотря на наличие станций ПХГ, являющихся накопителями природного газа, характеризуется неравномерностью подачи газа в течении года. В зимнее время Газопроводы работают в режиме максимального обеспечения транспорта газа. В случае увеличения

расходов, пополнение системы обеспечивается за счет отбора газа из ПХГ. В летнее время, когда потребление газа снижается, загрузка газопроводов обеспечивается за счет закачки газа на станцию ПХГ..

Одним из основных факторов, определяющих переменный режим работы газопровода и КС, является неравномерность потребления газа промышленными предприятиями и коммунально-бытовыми потребителями газа в течении года. Следует отметить, что неравномерность работы газопроводов находит свое отражение также и в суточной и недельной подачах газа.

Неравномерность подачи газа по газопроводу в течении года можно характеризовать различными показателями:

$$\beta = \frac{Q_{\max} - Q_m}{Q_m} ; \quad \alpha = \frac{Q_1}{Q_m} ; \quad \gamma = \frac{Q_{\max}}{Q_{\min}} ,$$

где $Q_{\max}$ – максимальная среднесуточная подача газа за месяц в разрезе календарного года,

Q_m – среднесуточная подача газа за год в целом,

$Q_{\min}$ - минимальная среднесуточная подача газа за месяц в разрезе календарного года.

Между приведенными показателями β , α , γ существует следующая взаимосвязь:

$$\alpha = \frac{1 + \beta}{1 - \beta} ; \quad \beta = \frac{\alpha - 1}{\alpha + 1} ; \quad \gamma = \frac{\alpha + 1}{2\alpha} = 1 + \beta .$$

Наиболее наглядно неравномерность подачи газа в течении года характеризует коэффициент β

Анализ режимов работы различных газопроводов ОАО «Газпром» показывает, что численное значение относительной амплитуды колебаний подачи газа по газопроводу (β) изменяется в диапазоне 0,08-0,25 и имеет в настоящее время тенденцию к дальнейшему росту. Это вызвано главным образом двумя причинами:

- во-первых, ряд тепловых электростанций, как правило, в зимний период эксплуатации работали на твердом топливе или жидком, а летом, когда потребление газ снижено, их переводили на газ. В последнее время эти тепловые электростанции практически круглый год работают на газе, что не позволяет сгладить неравномерность в подаче газа по газопроводу в течении года;
- во вторых, постоянно проводимая работа по газификации городов и поселков, приводит к увеличению расхода газа на коммунальные нужды и, как следствие, к увеличению разрыва между максимальной и минимальной подачей газа в течение года.

Одновременно с изменением подачи газа по газопроводу практически изменяются все параметры работы КС и, следовательно, снижается экономические показатели на транспорт газа, что в первую очередь приводит к перерасходу топливного газа на нужды перекачки, из-за отклонения от оптимального КПД.

Оборудование и обвязка КС приспособлены к переменному режиму рабо-

ты газопровода. Количество газа, перекачиваемого через КС, можно регулировать включением и отключением числа работающих ГПА, изменением частоты вращения (n) силовой турбины, перепуском газа с выхода на вход. Однако во всех случаях стремятся к тому, чтобы необходимое количество газа перекачать меньшим числом ГПА, при их максимальной загрузке.

Регулирование пропускной способностью газопровода отключение работы отдельной КС при расчетной производительности газопровода обычно не практикуется из-за перерасхода.

Максимальная подача газа по газопроводам обычно совпадает с минимальной температурой наружного воздуха в районах газопотребления, и наоборот. График изменения температуры наружного воздуха является зеркальным отражением графика изменения подачи газа по газопроводу и изменения его гидравлической мощности.

Однако нет таких двигателей, номинальная мощность которых при изменении температуры наружного воздуха в течение года изменялась бы столь резко. Это значит, что ГПА КС должны быть рассчитаны на переменный режим нагрузки, а их единичная мощность подобрана так, чтобы возможно было достаточно свободно маневрировать числом установленных агрегатов.

Среди существующих видов двигателей приводов наибольшее изменение мощности при изменении температуры наружного воздуха характерны для газотурбинных ГПА.

Изменение давления и температуры газа по длине газопровода при эксплуатации

В начале газопровода (после КС), когда давление и плотность газа резко возрастают, объем уменьшается и скорость газа небольшая.

По мере удаления от КС, давление уменьшается, следовательно объем и скорость увеличивается, плотность уменьшается. Так как потери на трение пропорциональны квадрату скорости, то увеличение скорости движения газа по газопроводу приводит к интенсивному уменьшению давления на конечных участках газопровода между КС.

Из-за теплообмена между газом и грунтом происходит снижение температуры газа по длине газопровода.

При отсутствии внешнего теплообмена между газом и грунтом, т.е. в условиях идеальной тепловой изоляции газопровода, температура газа изменяется только за счет эффекта дросселирования и изменения положения центра тяжести потока.

Взаимосвязь технологических и энергетических показателей трубопроводного транспорта газа.

Анализ аналитических и экспериментально полученных соотношений между технологическими и энергетическими показателями трубопроводного транспорта природного газа позволяет наметить пути решения оптимизации режимов работы ГПА КС и снизить энергозатраты на транспорт газа в условиях переменного режима работы газопровода.

Расчетная степень сжатия (ϵ) и производительность КС являются основными показателями КС, в зависимости от которых определяются установленная мощность станции, число ГПА, схема обвязки КС для обеспечения различных режимов работы и т.д.

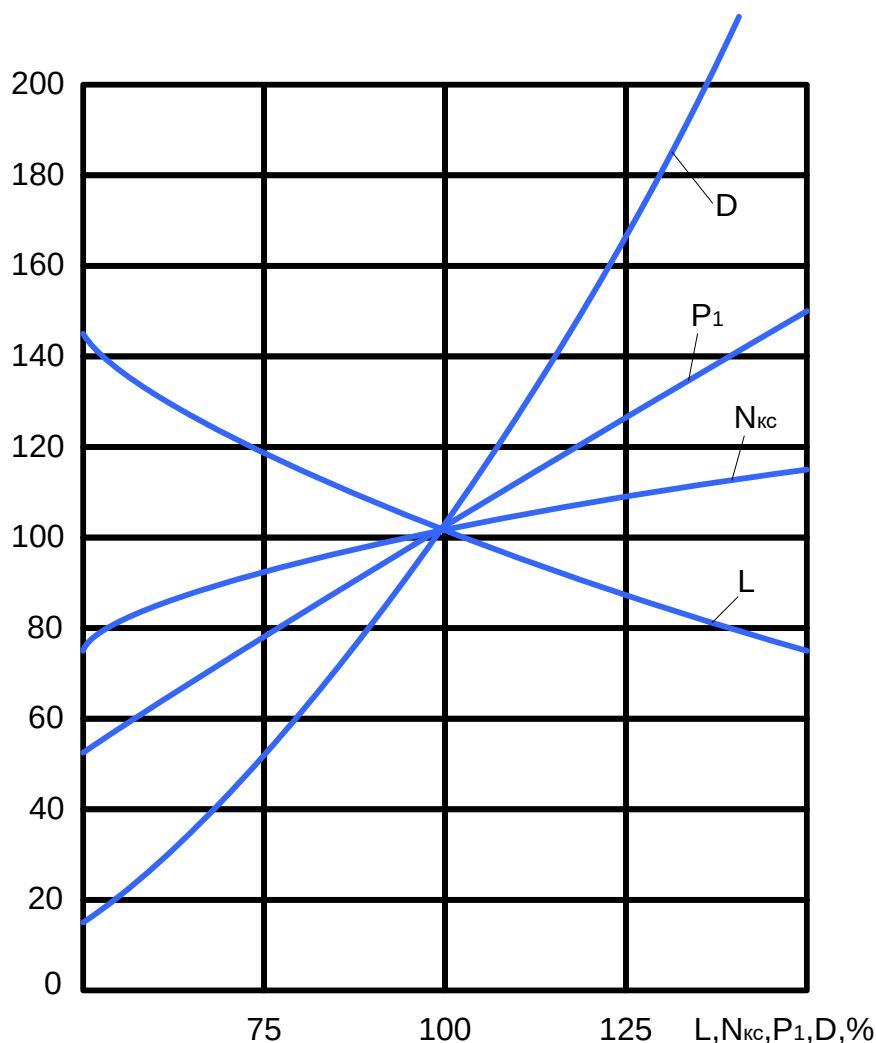


Рисунок 1.3.2. Изменение относительных значений основных параметров газопровода при изменении его производительности

Гидравлическое состояние газопровода сильно влияет на энергозатраты КС. Так, снижение коэффициента гидравлической эффективности (E) на 10% от проектного значения при сохранении производительности газопровода на прежнем уровне приводит к повышению затрат мощности на 20,3%, а при снижении E до 70% и сохранении проектной производительной мощности КС должна быть выше на 100%.

Данная диаграмма показывает, как должны изменяться все характеристики газопровода при изменении любого показателя и, в частности, при изменении производительности транспортируемого газа.

Например, при сокращении подачи газа по существующему газопроводу, когда $D=idem$ и $L=idem$, снижается не только N станции на перекачку газа, но

ещё в большей степени снижается начальное давление, что приводит к увеличению энергозатрат на перекачку газа.

Так снижение подачи газа на 10% влечет снижение $N_{\text{КС}}$ (при $P=\text{idem}$) -25%, а при снижении подачи газа по КС на 20% ведет к снижению $N_{\text{КС}}$ –до 50%, что приводит к значительному недоиспользованию установленной мощности и , как следствие, к снижению рентабельности транспорта газа в целом.

Это значит, что на магистральном газопроводе по мере снижения подачи газа вдоль трассы, пропорционально должны снижаться и численные значения остальных его характеристик. В противном случае по мере увеличения отбора газа вдоль трассы газопровода последующие КС будут недозагружены, что приведет к недоиспользованию установленной мощности КС в случае типовых схем и одинакового числа установленных на КС агрегатов.

Снижение загрузки КС, а также отдельных ГПА приводит к снижению КПД ГПА и перерасходу топливного газа. Увеличению энергозатрат на транспорт газа по газопроводу способствует и понижению давления газа на входе в газопровод, после КС(P_1).

Относительный расход топливного газа по станции в основном зависит от количества транспортируемого газа и КПД ГПА.

$$B_{om} = \frac{Q_{mon}}{Q}$$

Как показывает опыт эксплуатации газотранспортных систем, подача газа по газопроводу довольно сильно зависит от изменения температуры наружного воздуха в зоне потребления газа. Одновременно колебание температуры наружного воздуха оказывает большое влияние и на изменение располагаемой мощности газотурбинных двигателей.

Для данного газопровода снижение относительного расхода топливного газа при заданной его производительности связано с повышением выходного давления $P_{\text{вых}}$ и снижением ϵ по станции. Естественно, что снижение расхода топливного газа связано с повышением КПД работающих ГПА, оптимизацией схем их соединения на станции, снижением неравномерности режима работы газопровода, а следовательно и КС.

Контрольные вопросы

- 1. Как происходит изменение давления и температуры газа при движении его по газопроводу?***
- 2. Назовите три группы природных газов?***
- 3. Назовите состав и свойства природного газа?***
- 4. Назовите пределы взрываемости природного газа?***
- 5. На каком расстоянии друг от друга расположены КС (компрессорные станции)?***
- 6. Что такое теплопроводность?***
- 7. Какой компонент в составе природного газа является основным (до 98 %)?***
- 8. Что такое теплота сгорания газа?***
- 9. Какое воздействие оказывает метан на организм человека?***

Тема 2. «Технологическая схема ГКС, ДКС. Понятие об основных технологических процессах»

2.1. Состав компрессорных станций. Основные технологические процессы.

Компрессорная станция – составная часть магистрального газопровода, предназначенная для обеспечения его расчетной пропускной способности за счет повышения давления газа на выходе КС с помощью различных типов газоперекачивающих агрегатов (ГПА). Газоперекачивающие агрегаты посредством системы трубопроводов, запорной арматуры различных диаметров и другого специального оборудования составляют так называемую технологическую схему цеха.

На КС осуществляются следующие основные технологические процессы:

- очистка транспортируемого газа от механических примесей и жидкости;
- сжатие газа в центробежных нагнетателях или в поршневых машинах;
- охлаждение газа после сжатия в специальных охлаждающих устройствах;
- измерение и контроль технологических параметров;
- управление режимом работы газопровода путем технологического режима работы компрессорного цеха.

В состав КС входят следующие основные устройства и сооружения (рисунок 2.1.1):

- узел подключения КС к магистральному газопроводу с запорной арматурой и установкой для запуска и приема очистного поршня;
- технологические газовые коммуникации с запорной арматурой;
- установки очистки и осушки технологического газа, состоящая из пылеуловителей и фильтр-сепараторов;
- газоперекачивающие агрегаты, составляющие компрессорный цех;
- установка охлаждения газа после его компримирования;
- системы топливного, пускового, импульсного газа и газа собственных нужд;
- система электроснабжения;
- система автоматического управления;
- система связи;
- система хранения, подготовки, и раздачи горюче-смазочных материалов
- система производственно-хозяйственного и пожарного водоснабжения и канализации;
- склад для хранения материалов и оборудования;
- ремонтно-эксплуатационные и служебно-эксплуатационные помещения;
- главный щит управления.

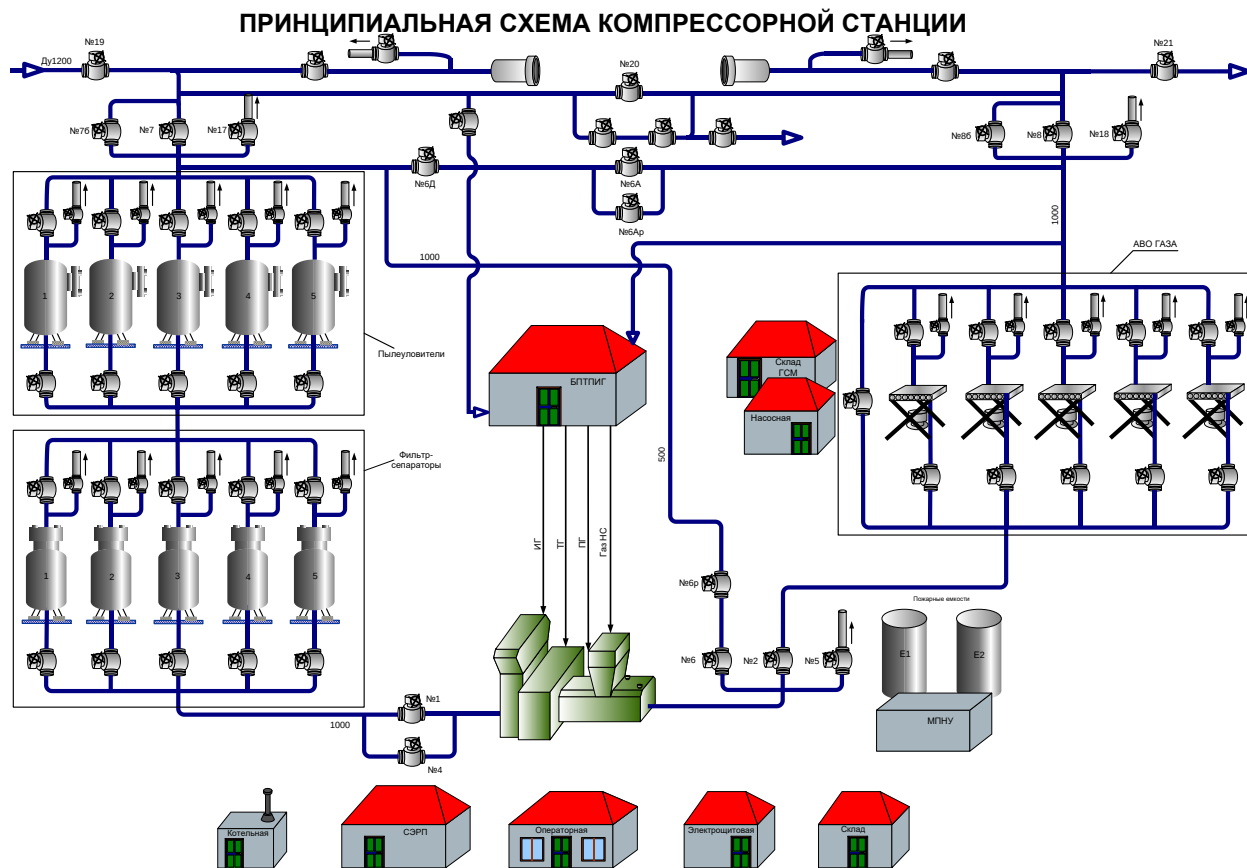


Рисунок 2.1.1. Принципиальная схема КС с ГПА блочного типа.

2.2. Типы компрессорных станций

На магистральных газопроводах различают три основных типа КС: головные, линейные и дожимные (рисунок 2.2.1.).

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

На головных КС предъявляются повышенные требования к качеству подготовки технологического газа: очистке его от механических примесей, осушке от газового конденсата и влаги, а также удаления, при их наличии, побочных продуктов (сероводорода, уголекислоты и т.д.).

Линейные компрессорные станции (ЛКС) устанавливаются на магистральных газопроводах через 100-150 км. Назначением линейных 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.

Дожимные компрессорные станции (ДКС) устанавливаются на подземных хранилищах газа (ПХГ). Назначением ДКС является подача газа в ПХГ от магистрального газопровода и отбор природного газа из ПХГ (как правило, в зимний период времени) для последующей подачи его в магистральный газопровод или непосредственно к потребителям. ДКС также строятся и на газовом месторождении при падении пластового давления ниже давления в магистральном газопроводе. Отличительной особенностью ДКС от линейных КС является высокая степень сжатия 2-4, улучшенная подготовка технологического газа (осушители, сепараторы, пылеуловители), поступающего из подземного хранилища.

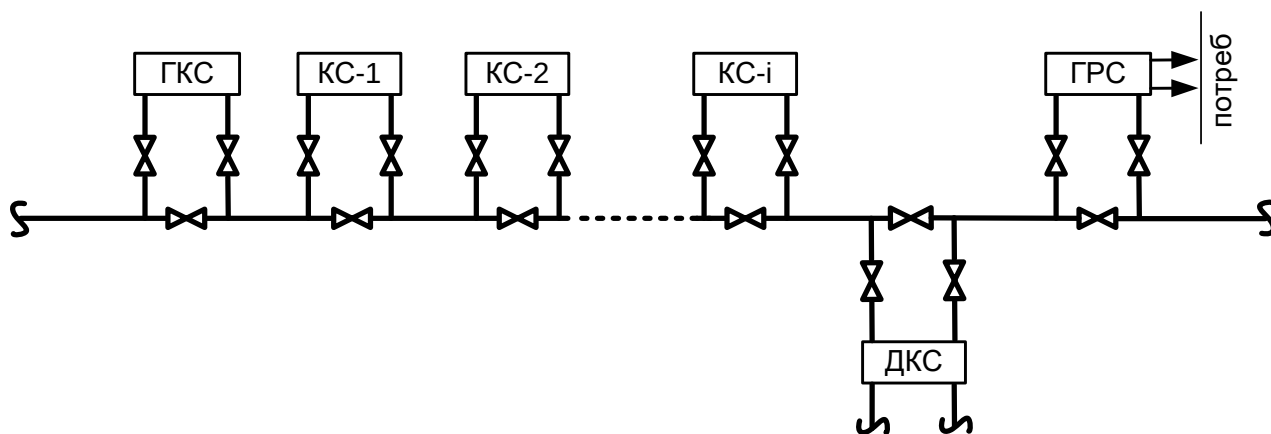


Рисунок 2.2.1. Схема газопровода.

Около потребителей газа строятся также газораспределительные станции (ГРС), где газ редуцируется до необходимого давления перед подачей его в газовое хозяйство.

2.3. Технологические схемы компрессорных станций

По газопроводу в зависимости от диаметра его и рабочего давления транспортируют определенное количество газа. Этот газ перекачивается несколькими группами ГПА. Группы ГПА соединяются между собой по определенным технологическим правилам. Такое сочетание ГПА выделяют в технологически обособленную единицу – газоперекачивающий цех, предназначенный для транспортировки газа, как правило, по одной нитке газопровода.

Компрессорная станция в зависимости от числа ниток магистрального газопровода может состоять из одного, двух и более компрессорных цехов, оборудованных одним или несколькими типами ГПА.

Типовая технологическая обвязка компрессорного цеха предназначена для обеспечения приема на станцию транспортируемого по газопроводу технологического газа, его очистки от механических примесей и капельной влаги в специальных пылеуловителях и фильтрах-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 “станционное кольцо” при пуске и останове, а также 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:

- **схему с параллельной**, коллекторной обвязкой, характерную для полнонапорных нагнетателей;
- **схему с последовательной** обвязкой, характерную для неполнонапорных нагнетателей.

Полнонапорные нагнетатели. Проточная часть этих нагнетателей сконструирована таким образом, что позволяет при номинальной частоте вращения ротора создать степень сжатия до 1,45-2,2 определяемую расчетным проектным давлением газа на входе и выходе КС.

Неполнонапорные нагнетатели. Проточная часть этих нагнетателей рассчитана на степень сжатия 1,23-1,25. В эксплуатации бывает необходимость в двух- или трехступенчатом сжатии, то есть в обеспечении степени сжатия 1,45 и более.

На рисунке 2.3.1. представлена принципиальная схема КС с параллельной обвязкой ГПА для 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.

После крана №19 газ поступает к входному крану №7, расположенному на узле подключения.

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 Ду 1000, поступает во входной коллектор компрессорного цеха и распределяется по входным трубопроводам ГПА Ду 700 через кран №1 на вход центробежных нагнетателей.

После сжатия в центробежных нагнетателях газ проходит обратный клапан, выходной кран №2 и по трубопроводу Ду 1000, через выходной кран №8, поступает в магистральный газопровод.

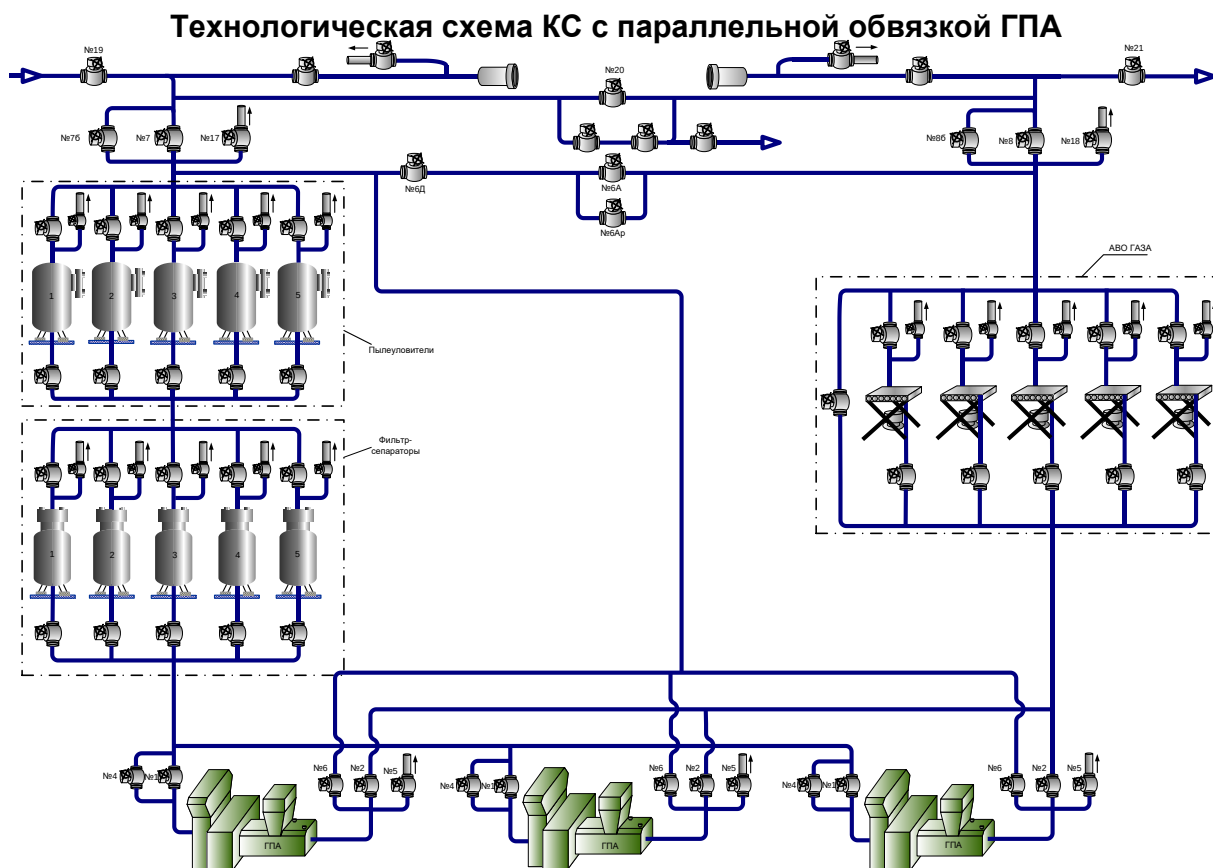


Рисунок 2.3.1. Принципиальная технологическая схема КС с параллельной обвязкой ГПА.

При эксплуатации КС может возникнуть ситуация, когда давление на выходе станции приблизится 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 и останове цеха или группы агрегатов при последовательной обвязке. При его открытии часть газа поступает на вход, что снижает выходное давление и увеличивает входное. Работа КС с открытым краном №6А называется работой на “станционное кольцо”. Параллельно крану №6А врезан кран №6Ар, необходимый для предотвращения работы группы ГПА в помпажной зоне нагнетателя. Диаметр этого крана составляет 10-15% от сечения трубопровода крана №6А (~150 мм). Такое же назначение имеет кран №6 в обвязке каждого отдельного ГПА. Для минимально заданной заводом-изготовителем степени сжатия нагнетателя последовательно за краном №6А врезается ручной кран №6Д.

Цех с неполнонапорными ГПА (рисунок 2.3.2.) типового состава состоит, как правило, из пяти агрегатов, образующих две рабочие группы. Один агрегат - резервный.

Особенность таких схем – применение группы кранов 1, устанавливаемых на технологической обвязке ГПА II, III и IV. Эти краны обычно нумеруются так: №51-№56. расчетная схема работы цеха следующая: агрегаты I и II образуют первую группу, агрегаты IV и V – вторую. Обе группы работают парал-

лельно. Каждая группа имеет свои всасывающие краны №7а и №7б и нагнетательные №8а и №8б. Выход агрегатов на станционное кольцо осуществляется через шестые краны своей группы 2. При этом агрегат III – резервный и по технологической схеме может с помощью режимных кранов использоваться в первой или второй группах.

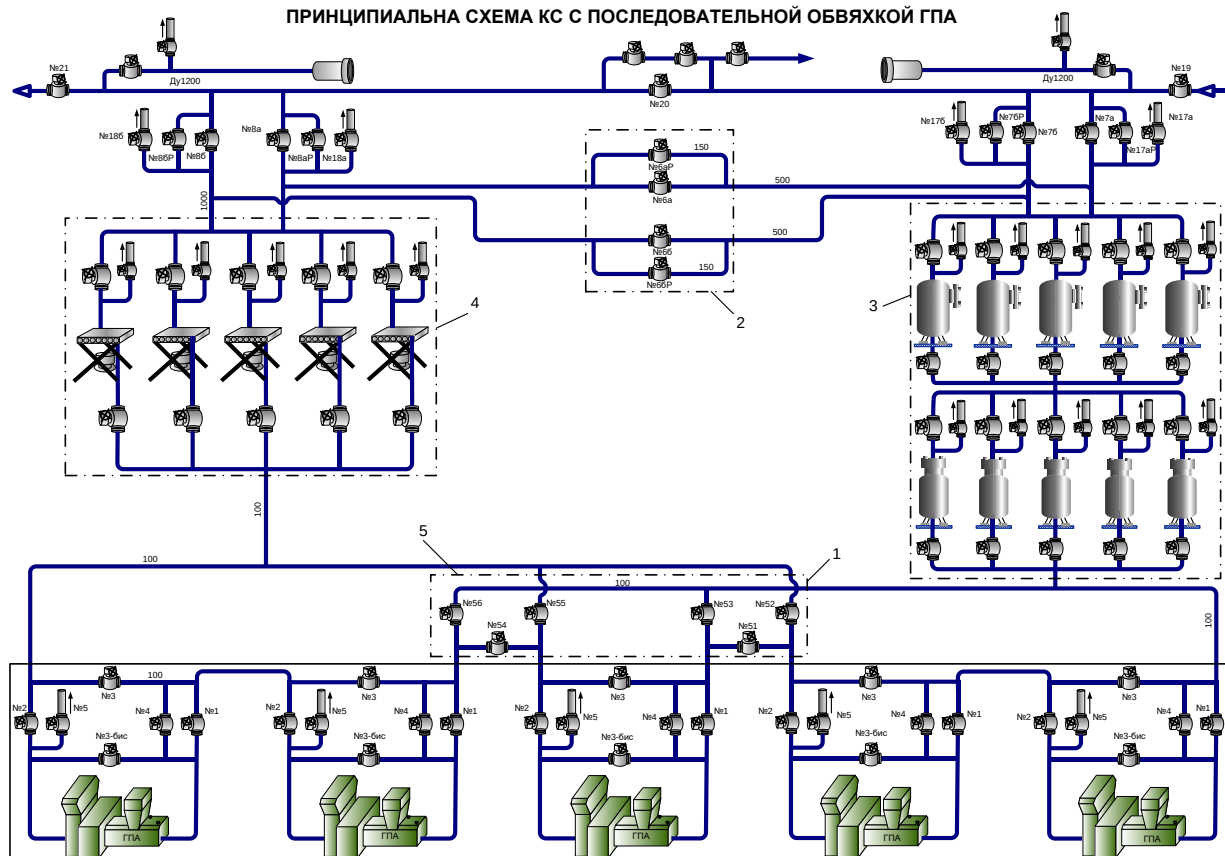


Рисунок 2.3.2. Принципиальная технологическая схема КС с последовательной обвязкой ГПА.

Рассмотрим направление потока газа при работе КС. В первой группе газ через кран №7а, блок пылеуловителей 3 по всасывающему шлейфу поступает последовательно в агрегаты I и II (краны №3 в обоих агрегатах закрыты), где сжимается до выходного давления КС. После компримирования в группе газ через кран №52, блок охладителей газа 4 и через выходной кран №8а поступает в газопровод. При этом режимные краны №51 и №53 – закрыты. Во второй группе газ через кран №7б, блок пылеуловителей, по всасывающему шлейфу и открытый режимный кран №56 поступает последовательно в агрегаты IV и V (кран №3 в обоих агрегатах закрыт), где также сжимается до выходного давления КС. После компримирования газ по выходному шлейфу 5, блок охладителей газа и через кран №8б поступает в газопровод. При этом режимные краны №54 и №55 – закрыты. Все краны резервного агрегата III также закрыты.

Предположим, что по каким-либо причинам агрегат II в первой группе заменен резервным агрегатом III. Направление потока газа в первой группе станет следующим: кран №7а – блок пылеуловителей – агрегат I, - открытый

кран №3 агрегата II – открытый режимный кран №51 – агрегат III – открытый режимный кран №55 – блок охладителей и далее газ направляется в газопровод. Вторая группа ГПА по прежнему состоит из агрегатов IV и V. При такой схеме работы цеха режимные краны №52, 53, 54 и 56 находятся в закрытом состоянии. На замененном агрегате II все технологические краны, кроме кранов №3 и №5, закрыты.

Кран №3бис необходим для пуска ГПА на малое кольцо при незаполненном контуре нагнетателя.

Отличительной особенностью использования полнонапорных обвязок КС перед неполнонапорными: схема с полнонапорными ЦБН значительно проще в управлении из-за меньшего количества запорной арматуры; она позволяет использовать в работе любые имеющиеся в резерве агрегаты; отпадает необходимость в кранах №3 и №3бис, а также в “режимных” кранах №51-56. остановка одного агрегата в схеме с неполнонапорными нагнетателями вызывает необходимость выводить на “кольцо” и второй агрегат.

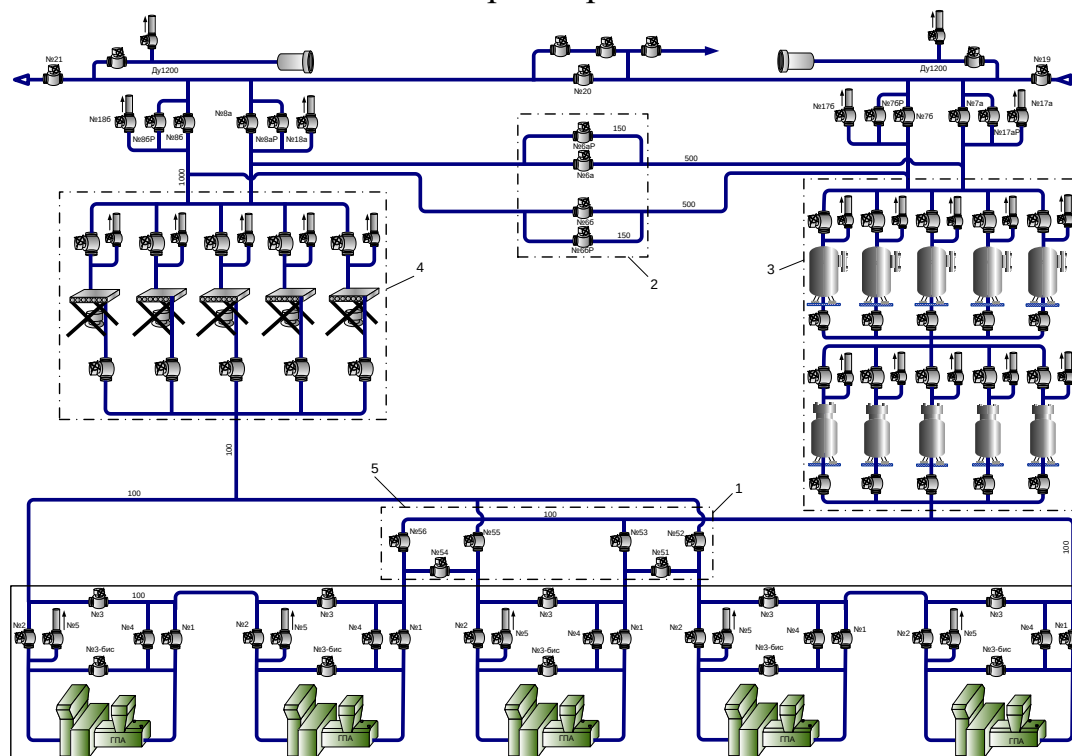


Рисунок 2.3.3. Технологическая схема цеха с коллекторной обвязкой неполнонапорных нагнетателей.

Помимо рассмотренных схем, на ряде КС эксплуатируют технологическую схему с **коллекторной обвязкой неполнонапорных нагнетателей** (рисунок 2.3.3.). Особенность этой схемы - использование трех коллекторов: всасывающего 1, промежуточного 2 и нагнетательного. Первый коллектор 1 - всасывающий для группы нагнетателей первой ступени сжатия, т. е. для нагнетателей I, II, IV и VIII. Второй промежуточный коллектор 2 служит нагнетательным для тех же нагнетателей и одновременно всасывающим для нагнетателей второй ступени сжатия, т. е. нагнетателей I, III, IV, VI и VIII. В этой схеме

нагнетатели I и VIII можно использовать в обеих ступенях сжатия, что и определяет сложность их крановой обвязки. После сжатия во второй ступени направление потока газа такое же, как и в рассмотренных выше технологических схемах.

Коллекторная схема обвязки имеет свои особенности. Агрегаты I и VIII, расположенные в начале и конце цеха, можно по своей обвязке использовать как в первой, так и второй ступенях сжатия. Такое решение обеспечивает гибкость резервирования мощности и способствует уменьшению потерь электроэнергии (в частности, за счет сокращения времени работы нагнетателя на конце). В некоторых вариантах схемы резервные нагнетатели размещают в середине цеха, т.е. агрегаты IV и V можно по технологической схеме включить в первую или вторую ступень сжатия.

Пусковой контур в коллекторной обвязке нагнетателей образуется для каждой ступени сжатия. Пусковой контур первой ступени сжатия 4 образуется коллектором диаметром 700 мм (для агрегатов STD - 12500), который с одной стороны заглушен, а со второй подключается на вход блока пылеуловителей 7. Пусковой контур второй ступени сжатия 5 замыкается на промежуточный коллектор 2. Одновременно коллектор пускового контура второй ступени сжатия 5 является лупингом (добавочным коллектором) промежуточного коллектора.

Помимо пусковых контуров первой и второй ступеней сжатия, в коллекторной обвязке предусмотрено стационарное (большое) кольцо, соединяющее выходной и входной шлейфы КС. На трубопроводах стационарного кольца установлены отключающие краны, которые имеют обводной антипомпаж, регулирующий кран диаметром 150 мм, а также дроссель-кран «Д». Этот кран всегда имеет меньший диаметр, чем основной трубопровод, что связано с необходимостью ограничения расхода газа при работе нагнетателя на стационарное кольцо.

При работе КС на магистраль возможны отказы в работе одного или нескольких нагнетателей. При отказе одного нагнетателя в любой из ступеней сжатия КС продолжает работать на магистраль, но с перепуском газа через блок обводных кранов 8 на той ступени сжатия, где не было отказа агрегата.

Рассмотрим это на примере. Пусть во второй ступени сжатия отказал один агрегат, и тогда число работающих агрегатов в первой ступени окажется на один больше. Это приведет к уменьшению отбора газа из промежуточного коллектора и возрастанию давления в нем. Указанное повышение давления приведет к ограничению количества газа, проходящего через нагнетатели первой ступени таким образом, что произойдет ухудшения их газодинамических характеристик. Это ухудшение характеристик нагнетателя, как правило, приводит к крайне нежелательному явлению, которое называется помпажем. При помпаже возможны не только самопроизвольные остановки агрегатов, но также разрушение подшипников и других элементов агрегата (в условиях эксплуатации подшипников это явление является недопустимым). Для предотвращения помпажа автоматически открывается перепускной кран в блоке обводных кранов. Этим обеспечивается увеличение расхода газа через промежуточный коллектор и повышение стабильности работы нагнетателей. При отказе более чем

одного нагнетателя агрегаты выводятся на станционное кольцо. Оно обеспечивает сколь угодно длительное время работы двух и более агрегатов по большому кольцу без опасности нагрева газа в контуре выше допустимого значения. Это достигается тем, что в состав большого кольца технологически входят аппараты воздушного охлаждения газа 6, т. е. врезка трубопроводов большого кольца предусмотрена после АВО газа.

Контрольные вопросы

1. *Какие основные технологические процессы выполняются на КС?*
2. *Назовите назначение узла подключения КС.*
3. *Что входит в состав КС ?*
4. *Назовите назначение установки очистки технологического газа.*
5. *Назовите назначение компрессорного цеха КС.*
6. *Перечислите типы КС.*
7. *Назовите две основные схемы обвязки газоперекачивающих агрегатов (ГПА) компрессорного цеха (КЦ).*
8. *Перечислите действия машиниста при эксплуатации узла подключения КС.*
9. *Назовите назначение кранов в обвязке газоперекачивающего агрегата (ГПА).*
10. *Перечислите нумерацию и назначение кранов входящих в состав КС.*

Тема 3 «Компрессорные станции с ГПА различных типов».

3.1. Классификация газоперекачивающих агрегатов.

Газоперекачивающие агрегаты, применяемые для компримирования природного газа на КС, по типу привода подразделяются на три основные группы: газотурбинные установки (ГТУ), электроприводные агрегаты (ЭГПА) и газомотокомпрессорные установки (ГМК).

К первой группе относятся ГПА с приводом центробежного нагнетателя от газовой турбины; ко второй – агрегаты с приводом от электродвигателя и к третьей группе – агрегаты с приводом от поршневых двигателей внутреннего сгорания, использующих в качестве топлива природный газ.

К агрегатам первой группы – основного вида привода КС – относятся: стационарные, авиационные и судовые газотурбинные установки.

К стационарным газотурбинным установкам, специально сконструированным для использования на газопроводах страны, следует отнести установки Уральского турбомоторного завода: ГТ-6-750, ГТН-6, ГТН-25-1; Невского завода им. В.И. Ленина: ГТК-5, ГТ-700-5, ГТ-750-6, ГТК-10-2, ГТК-10-4, ГТНР-10, ГТК-16, ГТН-25. На КС эксплуатируются и стационарные установки импортного производства типа ГТК-10И (MS-3000) и ГТК-25И (MS-5000), выпускаемые по лицензии фирмы Дженерал Электрик (США), а также установки типа: Аврора, Дон-1, 2, 3, изготовленные Брненским заводом (г. Брно, Чехия).

К авиаприводным газотурбинным установкам относятся ГПА, где приводом нагнетателя является газовая турбина авиационного типа, специально реконструированная для использования на КС.

В настоящее время на газопроводах эксплуатируются установки типа ГПА-Ц-6,3, ГПА-Ц-6,3/76 и ГПА-Ц-6,3/125 с двигателем НК-12СТ, выпускаемые Самарским моторостроительным объединением им. Фрунзе и Сумским машиностроительным объединением. Сумским объединением осуществляется сборка ГПА типа ГПА-Ц-16 с двигателем НК-16СТ, выпускаемым Казанским моторостроительным объединением им. Фрунзе. Данные типы агрегатов имеют следующую расшифровку: ГПА – газоперекачивающий агрегат, Ц – с центробежным нагнетателем, 6,3 – мощность в МВт, 76 – выходное давление.

К авиационным агрегатам на КС относятся и установки импортного производства типа “Кбера-182” с двигателем Эйвон 1534-1016 фирмы “Ролс – Ройс” (Великобритания) и “Центавр” фирмы “Солар” (США).

К судовым газотурбинным агрегатам относятся ГПА, где в качестве привода используется модернизированная газовая турбина судового типа. К таким установкам относятся газовые турбины типа ГПУ-10 “Волна” с двигателем ДР-59Л, выпускаемые Николаевским судостроительным заводом (Украина). ГПУ – газоперекачивающая установка, 10 – мощность (мВт).

К газомотокомпрессорным установкам на газопроводах относительно ма-

лого диаметра (300-500 мм) относятся ГПА отечественного и импортного производства типа 10ГК и 10ГКМ; 10ГКН и 10ГКНА; МК-8 и МК-8М, Купер.

Обозначения газомотокомпрессоров 10ГКМ1/25-55, 10ГКНА1/25-55 расшифровываются следующим образом: 10 – десятицилиндровый силовой двигатель, Г – газовый, К – компрессор, М – модернизированный, Н – с наддувом, А – снабжен системой автоматики, 1 – число ступеней сжатия в компрессоре, 25 – давление газа на всасывание, 55 – давление газа на нагнетании.

К электроприводным ГПА относятся агрегаты в которых для привода центробежных нагнетателей применяются асинхронные и синхронные электродвигатели мощностью от 4000 до 25000 кВт. К таким агрегатам относятся: АЗ-4500-1500, СТМ-4000, СТД-4000, СТД-12,5, СДГ-12,5, ЭГПА-25, ЭГПА-Ц-6,3. Расшифровывается следующим образом: ЭГПА – электроприводной газоперекачивающий агрегат; Ц – с центробежным нагнетателем; 6,3 – мощность (МВт).

Таблица №3.1.1 Типы газотурбинных установок, используемых на газопроводах

Тип ГТУ	КПД, %	Единичная мощность, кВт	Тип ЦБН
“Центавр”	25	2620/3900	С-168Н, С-304
ГТ-700-5	25	4250	280-12-4
ГТК-5	26	4400	280-12-1
ГТ-750-6	27	6000/6500	370-14-1
ГТ-6-750	24	6000	Н-300-1,23
ГТН-6	24	6000	Н-300-1,23
ГПА-Ц-6,3	24	6300	Н-196-1,45 и др.
ГТК-10	29	10000	370-18-1
ГТК-10И	26	10000	Купер-Бессемер
ГПУ-10	28	10000	370-18-1
ГТНР-10	32	10000	520-12-1
ДЖ-59	31	12000	520-12-1
“Коберра-182”	28	11900/12900	2ВВ-30
ГТНР-12,5	28	12500	520-12-1
ГТК-16	25	16000	Н-800-1,25
ГТН-16	29	16000	Н-800-1,25
ГП-Ц-16	28	16000	Ц-16/76-1,45;и др.
ГПУ-16 ГПА-16	29	16000	650-12-1
ДГ-90	35	16000	820-21-1
ГТН-25	28	25000	650-21-1
ГПА-Ц-25	35	25000	2Н-25-76-1,35
ГТК-25И	28	25000	РС-804-2

Таблица №3.1.2. Типы поршневых агрегатов, используемых на газопрово-

дах

Тип агрегата	КПД, %	Единичная мощность, кВт
Купер	29	736
10ГК, 10ГМК	32	736
10ГКН, 10ГКНА	32	1100/1178
МК-8	36	2060
ДР-12	36,5	5500
МК-8М	36	2200

Таблица №3.1.3. Типы электроприводных агрегатов, эксплуатируемых на газопроводе

Тип агрегата	Единичная мощность, кВт	Тип нагнетателя
АЗ-4500-1500	4500	280-11-1
СТМ-4000, СТД-4000	4000	280-11-6, 280-12-6
СТД-12,5	12500	370-18-2
СДГ-12,5	12500	370-18-2
ЭГПА-25	25000	2Н-25-76-1,35
ЭГПА-Ц-6,3	6300	Н-196-1,45 и др

На начало 2000 года парк газоперекачивающих агрегатов на КС страны распределялся следующим образом: газотурбинный привод составлял примерно 85,5% общей установленной мощности, электропривод примерно 13,5% и поршневой примерно 1%.

У каждого из перечисленных типов привода есть свои плюсы и минусы, потенциальные возможности и ограничения дальнейшего развития, направления последующего использования и повышения эффективности использования.

К преимуществам ГПА с газотурбинным приводом следует отнести: высокую удельную мощность на единицу массы; возможность регулирования подачей технологического газа за счет изменения частоты вращения силовой турбины ГТУ; возможность использования перекачиваемого газа в качестве топлива; непосредственное вращательное движение; реальные возможности дальнейшего увеличения основных показателей ГТУ.

К недостаткам ГПА с газотурбинным приводом следует отнести: относительно низкий КПД агрегатов, что приводит к излишнему расходу топливного газа; высокий уровень шума.

Преимущества ГПА с электроприводом: экологическая чистота при использовании этого вида привода; простота обслуживания; непосредственное вращательное движение.

Недостатки этого типа привода: необходимость подвода электроэнергии; невозможность регулирования подачей транспортируемого газа за счет изменения частоты вращения силового вала.

К преимуществам ГПА с поршневым видом привода следует отнести: большой диапазон изменения возможных степеней сжатия; относительно высокий КПД агрегатов.

К недостаткам этого вида привода следует отнести: сложность конструкции и большую металлоемкость; относительно большой расход масла и воды.

В настоящее время к ГПА любого типа, устанавливаемому на газопроводах, предъявляются следующие требования: возможность варьирования по степеням сжатия в больших диапазонах, надежность работы агрегатов, их максимальная автономность, высокая экономичность, экологическая чистота.

В наибольшей степени этим требованиям отвечают ГПА с газотурбинным типом привода, получившим наибольшее распространение на газопроводах.

Газотурбинные установки по сравнению, например, с поршневыми имеют более простую конструкцию, позволяют значительно сконцентрировать мощность в одном агрегате, относительно просты, полностью уравновешены, хорошо поддаются автоматизации, имеют относительно небольшие габариты. По сравнению с электроприводными ГПА они представляют собой автономный вид привода КС, работают на том же газе, что и перекачивают.

Применение электроприводных агрегатов для транспорта газа позволяет упростить условия автоматизации КС, улучшить условия труда обслуживающего персонала. ЭГПА отличаются пониженной пожарной опасностью, независимостью мощности от времени эксплуатации и температуры наружного воздуха, малым временем пуска ГПА в работу.

Одним из основных препятствий для широкого распространения электрического привода являются высокие капитальные затраты на строительство линий электропередач, высокая стоимость электроэнергии. Еще одним отрицательным фактором является то, что ГПА отечественного производства пока не имеют возможности регулировать подачу технологического газа за счет изменения частоты вращения силового вага.

В настоящее время на КС магистральных газопроводов в значительном количестве эксплуатируются еще агрегаты первого поколения (1962-1968 гг. выпуска) с КПД на уровне 21-22%, что приводит к существенному перерасходу топливного газа. Замена и установка отечественных ГПА второго и третьего поколений (1970-1985 гг. выпуска), имеющих КПД 24-28%, не обеспечило ощутимого снижения расхода топливного газа, прежде всего из-за значительно-го ухудшения технического состояния эксплуатируемых агрегатов.

В настоящее время отечественные заводы-изготовители осваивают производство газовых турбин нового поколения мощностью 6-25 МВт с КПД на уровне 32-36%. К таким агрегатам в первую очередь относятся ГТН-25-1, ГПА-Ц-6,3 с двигателем НК-14СТ, ГПА-Ц-16 с двигателями АЛ-31, ПС-90, НК-38СТ и др.

ГПА нового поколения призваны обеспечить высокий уровень основных эксплуатационных показателей, включая высокую экономичность: КПД на уровне 32-36%; высокую надежность: наработка на отказ не менее 35000 часов; межремонтный ресурс на уровне 30000-35000 часов; улучшенные экологические показатели и т.д.

**Таблица №3.1.4. Показатели перспективных газотурбинных установок
нового поколения**

Марка ГПА	Марка двигателя	Тип двигателя	Мощность, МВт	КПД, %
ГПА-2,5	ГТГ-2,5	Судовой	2,5	27
ГПУ-6	ДТ-71	Судовой	6,3	30,5
ГПА-Ц-6,3А	Д-336	Авиационный	6,3	30,0
ГТН-6У	ГТН-6У	Промышленный	6,3	30,5
ГПА-Ц-6,3Б	НК-14СТ	Авиационный	8,0	30,0
ГПУ-10А	ДН-70	Судовой	10,0	35,0
ГПА-12, “Урал”	ПС-90	Авиационный	12,0	34,0
ГПА-Ц16-С	ДГ-90	Судовой	16,0	34,0
ГПА-Ц-16Л	АЛ-31СТ	Авиационный	16,0	33,7
ГПА-Ц-16А	НК-38СТ	Авиационный	16,0	36,8
ГТНР-16	-	Промышленный	16,0	33,0
ГТН-25-1	-	Промышленный	25,0	31,0
ГПА-Ц-25	НК-36СТ	Авиационный	25,0	34,5
ГПУ-25	ДН-80	Судовой	25,0	35,0

3.2. Устройство газоперекачивающих агрегатов.

Газоперекачивающие агрегаты на базе авиационного привода в блочно-контейнерном исполнении предназначены для перекачки газа по магистральным газопроводам. Эти агрегаты полностью унифицированы и представляют собой конструкцию, состоящую из окончательно собранных функциональных блоков и систем.

Наиболее распространенными агрегатами такого типа в отечественной газотранспортной системе являются агрегаты ГПА-Ц-6,3 мощностью 6,3 МВт с авиационными приводами НК-12СТ, НК-14СТ и ГПА-Ц-16 с приводным двигателем НК-16СТ и его модернизированной версией НК-16-18СТ мощностью 16 МВт и 18 МВт соответственно.

Конструктивно агрегат представляет собой установку, все оборудование которой размещено в отдельных транспортабельных блоках

Агрегат включает в себя блоки турбоагрегата, автоматики, маслохолодильников, вентиляции, маслоагрегатов, воздухоочистительное устройство с шумоглушителем всаса, выхлопное устройство с шумоглушителем выхлопа.

Перекачиваемый газ по газопроводу через входной патрубок поступает в центробежный нагнетатель, где происходит дожатие его и подача через выхлопной патрубок в магистральный газопровод.

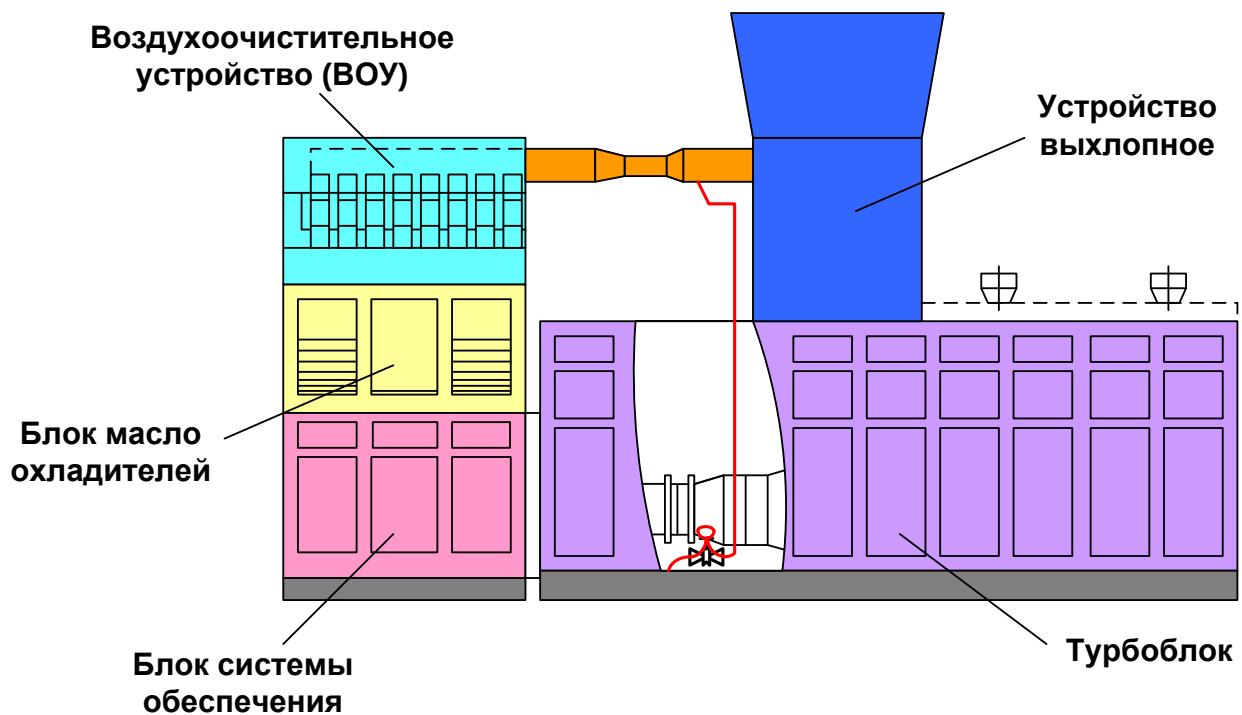


Рисунок 3.2.1. Принципиальная схема ГПА

Турбоблок

Турбоблок (рисунок 3.2.2.) является базовой сборочной единицей агрегата, в его контейнере на металлической раме размещены нагнетатель, приводной двигатель, муфта, передающая крутящий момент от приводного двигателя к нагнетателю, гидроаккумулятор, выхлопная улитка, различные системы обеспечения нормальной работы двигателя.

Контейнер при помощи герметичной перегородки разделен на два изолированных друг от друга помещения: отсек двигателя и отсек нагнетателя. Щиты контейнера являются теплозвукоизолирующими элементами агрегата.

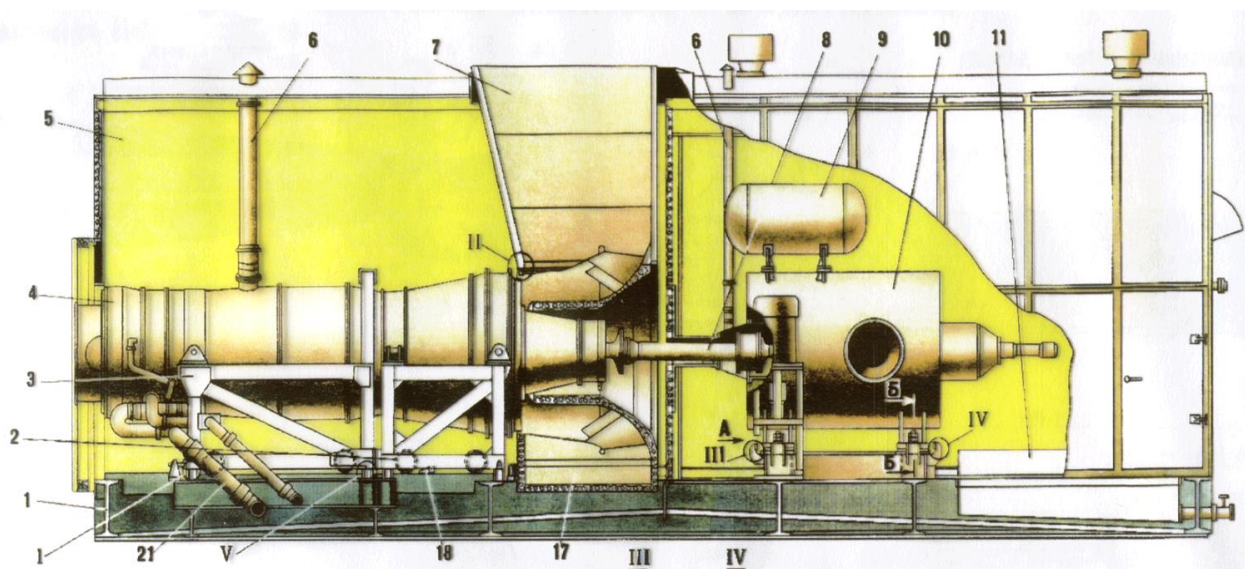


Рисунок 3.2.2. Турбоблок:

1 – рама; 2 – контейнер; 3 – рама двигателя; 4 – двигатель; 5 – промежуточный блок; 6 – воздухопровод; 7 – переходник; 8 – промежуточный вал; 9 – гидроаккумулятор; 10 – нагнетатель; 11 – маслобак;

Воздухоочистительное устройство.

Перед подачей атмосферного воздуха на вход осевого компрессора ГТУ его необходимо очистить от естественной или промышленной пыли. Эта очистка необходима для предохранения проточных частей компрессора, турбины и всего газозоудного тракта от механического износа (эрозии) и образования отложений. Для обеспечения очистки воздуха при работе ГТУ их оборудуют КУВ - комплексным устройством воздухоочистительное или воздухо-заборной камерой - ВЗК.

К устройствам воздухозабора предъявляются следующие требования:

- обеспечить очистку воздуха;
- обеспечить подачу необходимого количества воздуха без снижения параметров ГТУ, то есть с минимальными потерями на всасе;
- осуществлять защиту от попадания на всас ГТУ атмосферных осадков в виде дождя и снега;
- конструкция воздухозаборной камеры не должна быть источником возникновения шума;
- обеспечить защиту в виде байпасного клапана для предотвращения поломки осевого компрессора в случае увеличения разрежения на всасе в экстремальных ситуациях: при обмерзании фильтров или их засорения.

Для газоперекачивающих агрегатов применяются различные типы фильтров, устанавливаемых в воздухозаборные устройства. Первые КУВ стационарных ГТУ были оборудованы сетчатыми самоочищающимися фильтрами типа КДМ-2400 (рисунок 3.2.3). Принцип их работы сводился к тому, что фильтрующая сетка 1, надетая на рамку ведущего и ведомого вала, приводилась в круговое движение с помощью электродвигателя 2 посредством цепного привода 3. При движении сетка омывалась в масляной ванне 4, что обеспечивало смывание пыли и смачивание поверхности сетки маслом для лучшей очистки при прохождении через нее воздуха. Смачивание сетки проводилось индустриальным или веретенным маслом.

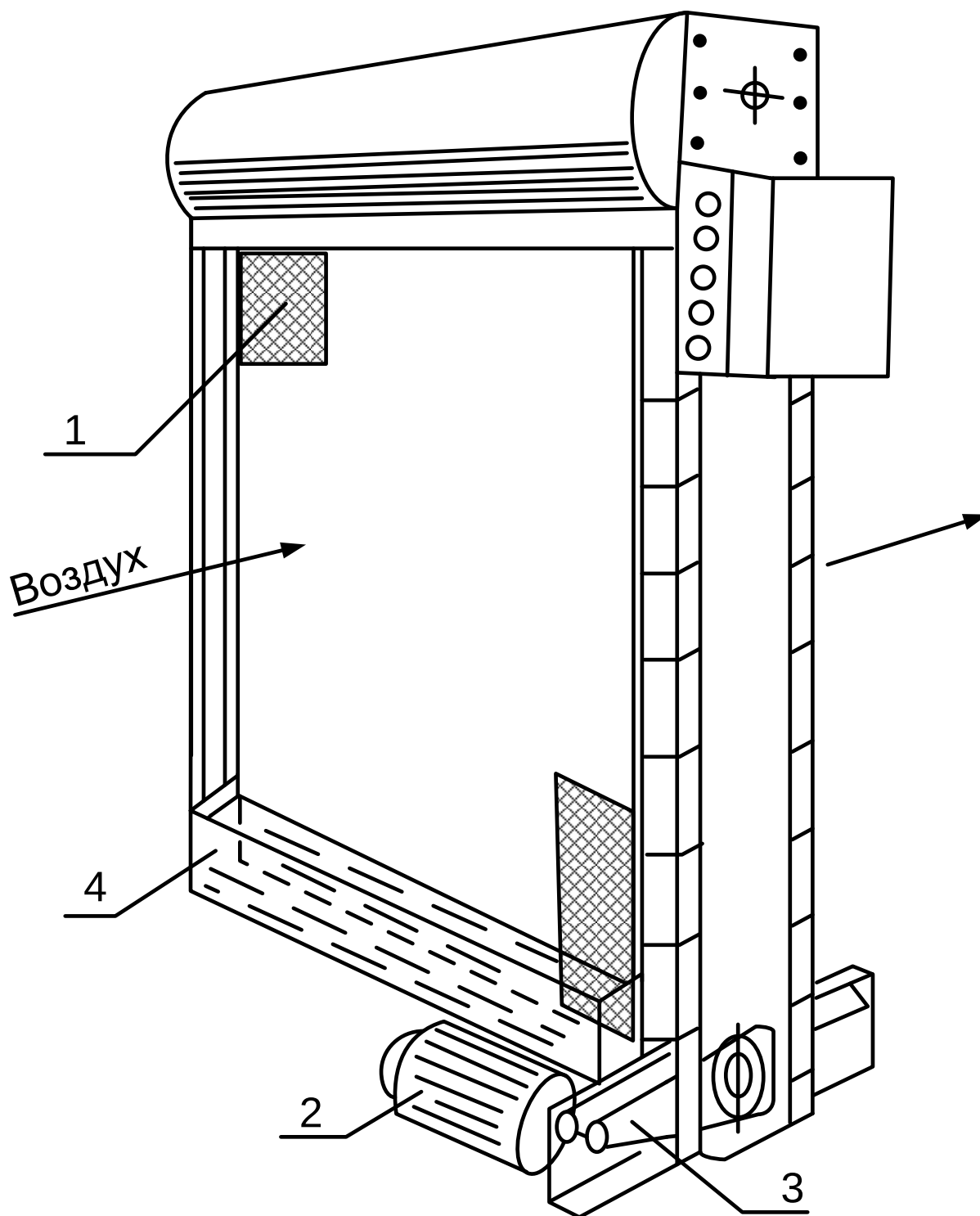


Рисунок 3.2.3. Фильтр самоочищающийся сетчатый, типа КД:

1 - сетчатое полотно; 2 - электродвигатель; 3 - цепной привод; 4 - масляная ванна

Однако эти фильтры не нашли применения из-за сложности при эксплуатации в условиях отрицательных температур, в местах с повышенной запыленностью воздуха, а также из-за недоработки конструкции привода.

На смену этим сеткам пришла многослойная пористая ткань, которая надевалась на рамку вместо сетки. Однако применение ткани вместо сетки

также оказалось неудачным из-за необходимости частой ее замены вследствие высокой степени очистки воздуха, что приводило к быстрому росту перепада давления на фильтре и, как следствие, росту разряжения на всасе.

Широкое распространение в эксплуатации на КС получили комплексные воздухоочистительные устройства (КВОУ – рисунок 3.2.4), оборудованные жалюзийными и циклонными инерционными фильтр - элементами. Жалюзийно-инерционными фильтрами (рис.3.2.4а.) оборудованы практически все авиа-приводные агрегаты. В этих устройствах воздух подается на вход фильтра через прямоугольные отверстия 1. Частицы пыли за счет инерции попадают в камеру 3, откуда отсасываются вентиляторами. Сам цикловой воздух очищается путем изменения направления движения.

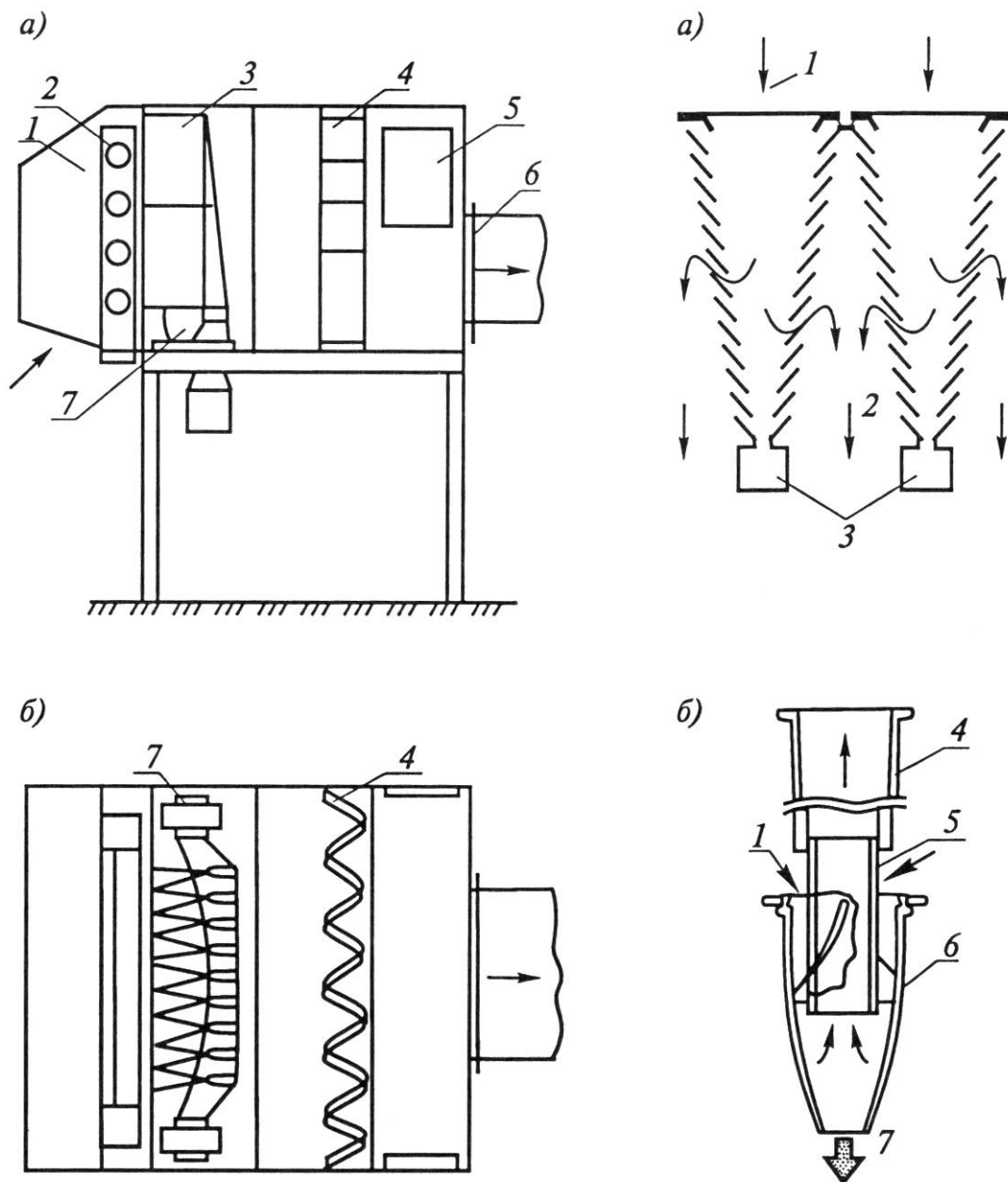


Рисунок 3.2.4. Входное очистное устройство:
с жалюзийно-инерционными – а и циклонно-инерционными – б фильтрами

На агрегатах ГТК-25И применяется двухступенчатая система очистки воздуха, состоящая из инерционно-жалюзийного фильтра первой ступени и фильтр-элемента кассетного типа на второй ступени (рисунок 3.2.5.).

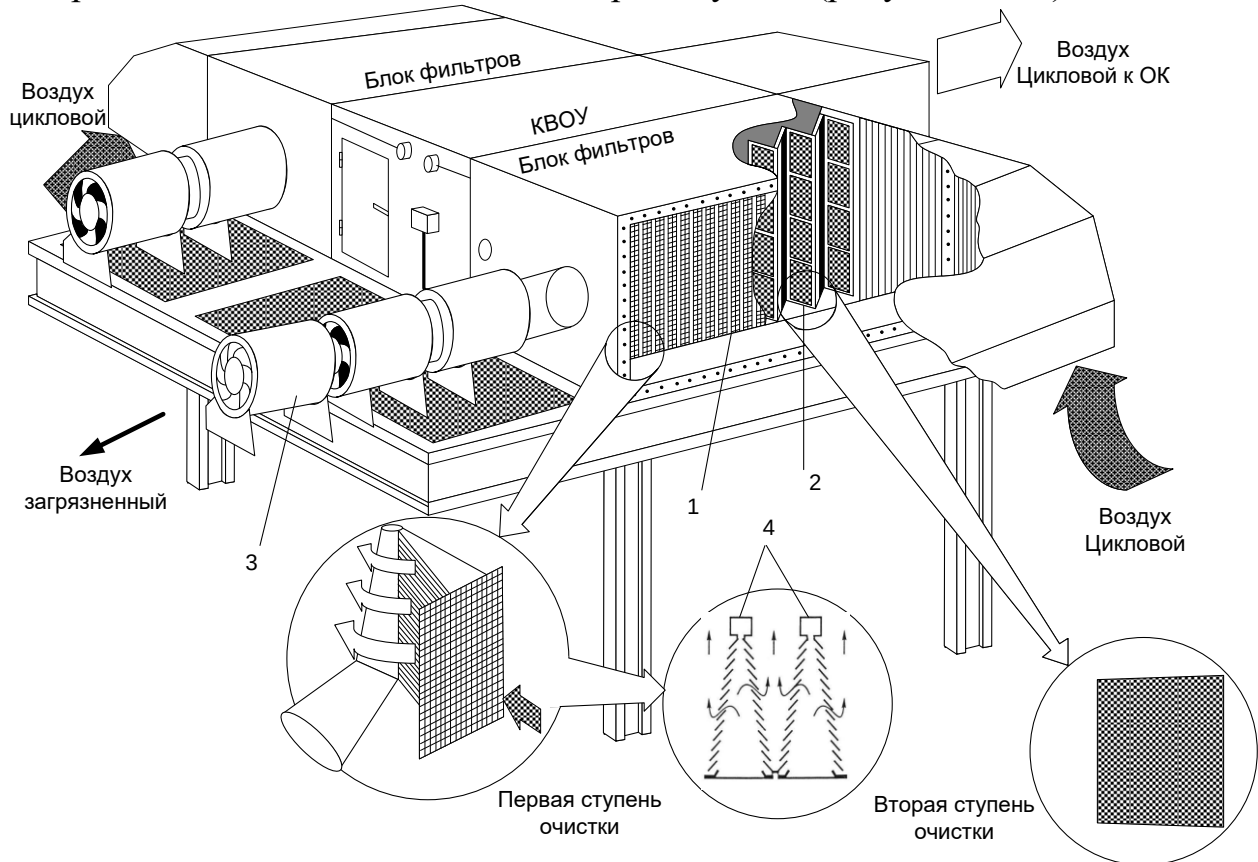


Рисунок 3.2.5. Двухступенчатая система очистки входного воздуха

В новых конструкциях КУВ в основном наметилось два направления: КУВ, где в качестве первой ступени устанавливаются фильтры с элементами циклонного инерционного типа, а в качестве второй ступени - фильтры, изготовленные из специальной ткани. Именно этими фильтрами оснащаются ГПА нового поколения типа «Урал-12М».

На агрегатах «Солар» и ГТК-25ИМ последних разработок вновь стали применяться самоочищающиеся фильтры. Однако их конструкция и работа принципиально отличаются от ранее используемых самоочищающихся сетчатых фильтров. Эти фильтры по конструкции аналогичны бумажным масляным фильтрам, только несколько большие по размерам, на которых применяется специальная бумага, сохраняющая свои свойства в процессе работы.

Последние (самоочищающиеся фильтры), видимо, получают широкое внедрение из-за большой степени очистки, простоте эксплуатации и стабильности своих параметров в процессе работы.

При эксплуатации ГПА на фильтрах КУВ необходимо обеспечивать

- определенный интервал перепада давления, который составляет 10-60 мм вод. ст. и обеспечивается за счет своевременной и эффективной очистки фильтрующих устройств;
- не допускать работу ГПА с открытым байпасным клапаном и следить за

его настройкой и исправным состоянием.

Кроме главного своего назначения очистки воздуха, КУВ должен еще обеспечивать глушение шума, возникающее от работы осевого компрессора. Блок шумоглушения должен снижать уровень звукового давления на территории компрессорной станции до 80 дБ на частоте 1 кГц в соответствии с нормами СН1004—74.

Воздухозаборное устройство оборудуется еще системой подогрева всасываемого циклового воздуха, а также системой противообледенения, конструкция и назначение которых будет рассмотрено далее

Всасывающая камера

Всасывающая камера служит для направления очищенного в ВОУ воздуха к осевому компрессору двигателя. Во всасывающей камере размещены направляющие для выкатки двигателя, имеется рифленый пол для сбора и слива остатков жидкости после промывки ГВТ двигателя. Сверху на всасывающую камеру крепится камера шумоглушения всаса.

Блок маслоохладителей

Блок маслоохладителей (рисунок 3.2.6.) предназначен для охлаждения масла, циркулирующего в системах смазки и уплотнения агрегата.

Блоки маслоохладителей размещаются сверху над блоками автоматики и маслоагрегатов.

Блок маслоохладителей состоит из поддона, на котором на опорах установлены маслоохладители, отсека маслоохладителей, четырех вентиляторов, размещенных в отверстиях крыши отсека. В стенках отсека за маслоохладителями размещены жалюзи для входа нагнетаемого вентиляторами воздуха.

В качестве маслоохладителей применяются аппараты воздушного охлаждения АВМ-Г-9-6-БЗ-В/8-8-3. В этих аппаратах в трубных решетках при помощи развальцовки крепятся охлаждающие трубки. В охлаждающих трубках (рисунок 3.2.7.) с целью интенсификации теплообмена со стороны масла установлены турбулизаторы. Наружное оребрение выполнено методом прокатки ребер на алюминиевой трубке, которая предварительно напрессовывается на стальную трубку, либо навивкой и приваркой нержавеющей ленты к стальной трубе.

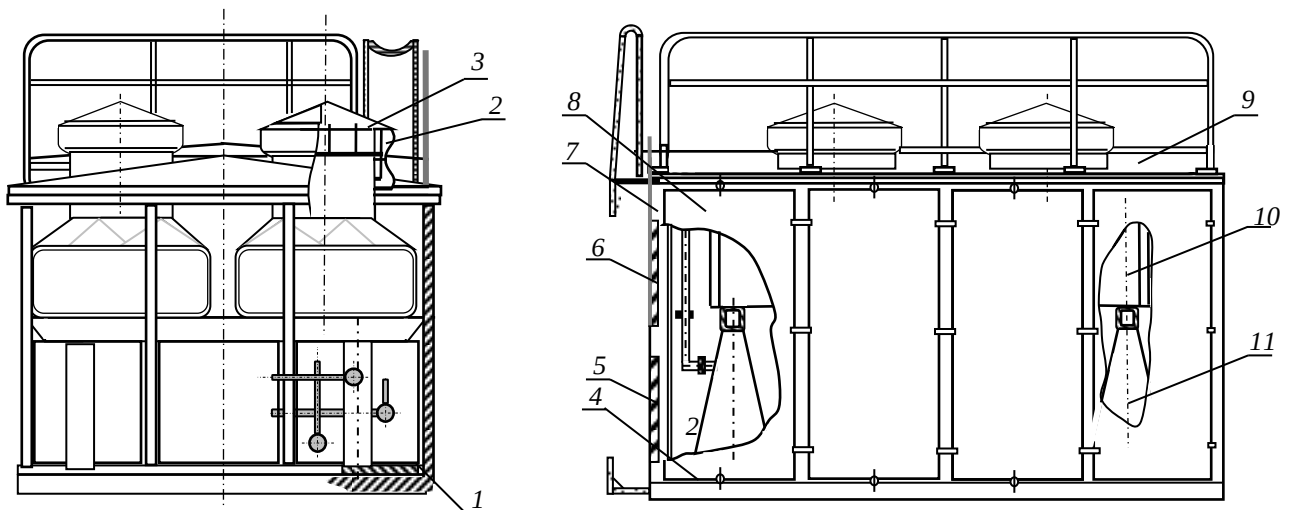


Рисунок 3.2.6. Блок маслоохладителей:

1 – поддон; 2 – ограждение; 3 – чехол; 4 – каркас; 5 – жалюзи; 6 – мат теплозвукоизолирующий; 7 – прижим; 8 – щит; 9 – крыша; 10 – маслоохладитель; 11 – опора

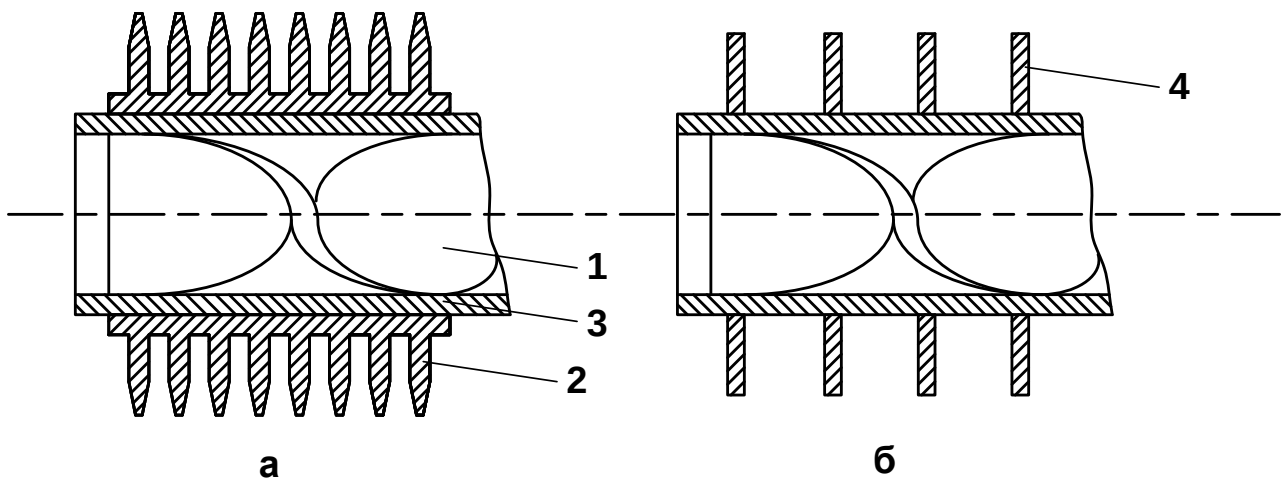


Рисунок 3.2.7. Охлаждающая трубка аппарата АВМ:

1 – турбулизатор; 2 – оребренная алюминиевая трубка; 3 – стальная трубка; 4 – стальная лента

При работе блока маслоохладителей атмосферный воздух засасывается вентиляторами и продувается через аппараты АВМ, отбирает тепло с поверхности оребрения труб и попадая вовнутрь контейнера, через жалюзи выбрасывается наружу.

Опыт эксплуатации аппаратов АВМ на агрегатах ГПА-Ц-16 и ГПА-Ц-6,3 выявил их недостаточно высокую надежность – на аппаратах АВМ часто происходит течь масла из-за ослабления крепления охлаждающей трубки в решетке по причине вибрации труб от работающих вентиляторов. К тому же аппараты АВМ весьма металлоемки, недостаточно технологичны в изготовлении. В связи с этим была разработана конструкция и технология изготовления пла-

стинчато-ребристых теплообменников – ПРТ.

Теплообменный элемент ПРТ (рисунок 3.2.8.) состоит из чередующихся плоских проставочных листов и уплотнительных брусков, которые образуют щелевые каналы для движения теплоносителя

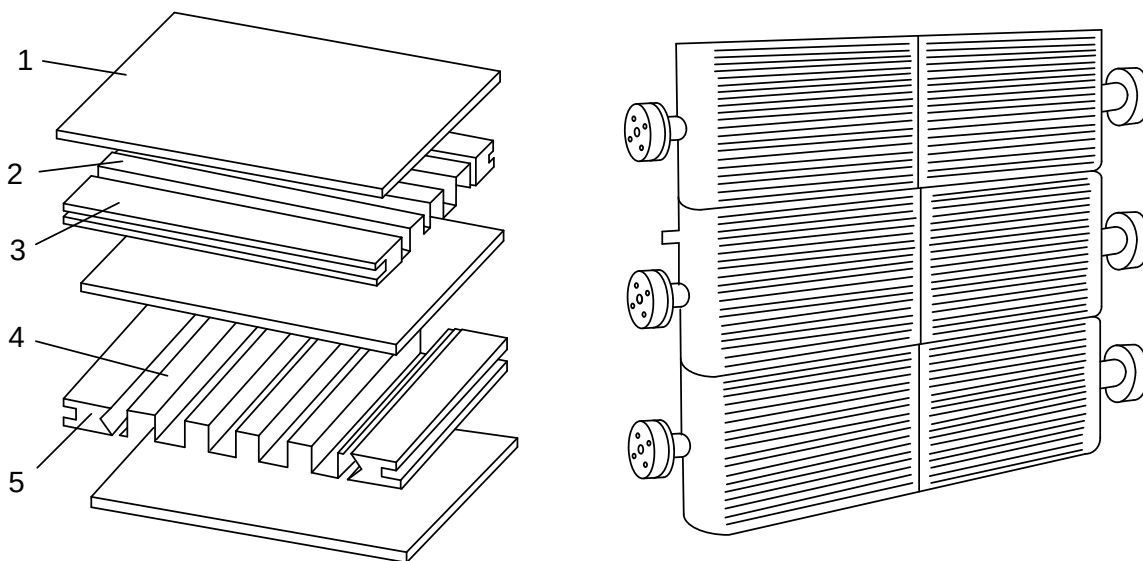


Рисунок 3.2.8. Пластинчато-ребристый теплообменник:

1 – проставочный лист; 2,3 – насадка и уплотняющий брусок канала горячего теплоносителя; 4,5 – насадка и уплотняющий брусок канала холодного теплоносителя

В каналах уложена гофрированная насадка. Все детали элемента соединены в единый монолитный блок путем пайки в вакууме. Паянные элементы собраны в модули, состоящие из двух последовательно состыкованных по ходу масла элементов и коллекторов с патрубками для подвода и отвода масла. Подача охлаждающего воздуха осуществляется осевым вентилятором.

Блок вентиляции

Блок вентиляции предназначен для размещения оборудования, обеспечивающего вентиляцию отсека двигателя турбоблока при нормальном режиме работы агрегата, а также обеспечивающего охлаждение масла в блоках маслоохладителей и вентиляцию отсека двигателя при аварийном отключении электропитания агрегата.

Блок вентиляции расположен между блоками маслоохладителей. В стенке со стороны ВОУ имеется проем для соединения внутреннего пространства с всасывающим трактом приводного двигателя через гибкий переходник. В проемах противоположной стенки установлены пять щитов с жалюзи.

В блоке вентиляции (рисунок 3.2.9.) расположены: два центробежных вентилятора, компенсаторы, короб, две поворотные заслонки с гидроприводом, состоящим из гидроцилиндра, гидрораспределителя, соединительных трубпроводов и системы тяг.

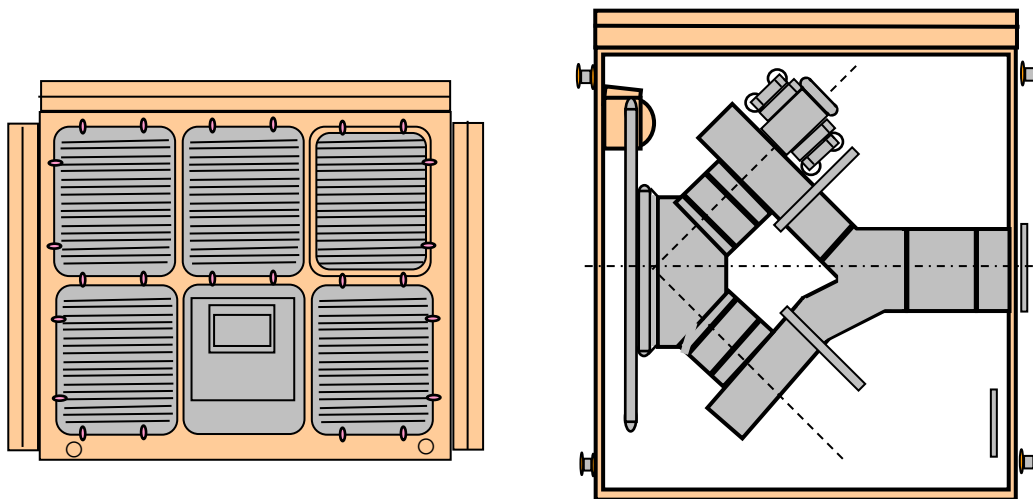


Рисунок 3.2.9. Блок вентиляции:

Центробежные вентиляторы служат для подачи очищенного воздуха, отбираемого из блока шумоглушения ВОУ, в отсек двигателя. Воздух к вентиляторам подводится через проем в стенке со стороны ВОУ, короб и компенсатор.

Поворотные заслонки предназначены для открытия или закрытия отверстия люка, соединяющего блок вентиляции с всасывающей камерой и, соответственно, с входным патрубком двигателя. Открытие заслонок производится с целью продувки воздуха для охлаждения масла в блоке маслоагрегатов в случае работы блоков маслоагрегатов вентиляции при аварийном отключении электропитания агрегата. Заслонки имеют вертикальные оси вращения и перемещаются при помощи гидроцилиндра, системы тяг и рычагов. Управление работой гидроцилиндра производится с помощью гидрораспределителя. Питание гидроцилиндра маслом осуществляется из системы смазки нагнетателя. Соединение гидроцилиндра, гидрораспределителя, нагнетающих и сливных трубопроводов маслосистемы осуществляется с помощью трубопроводов.

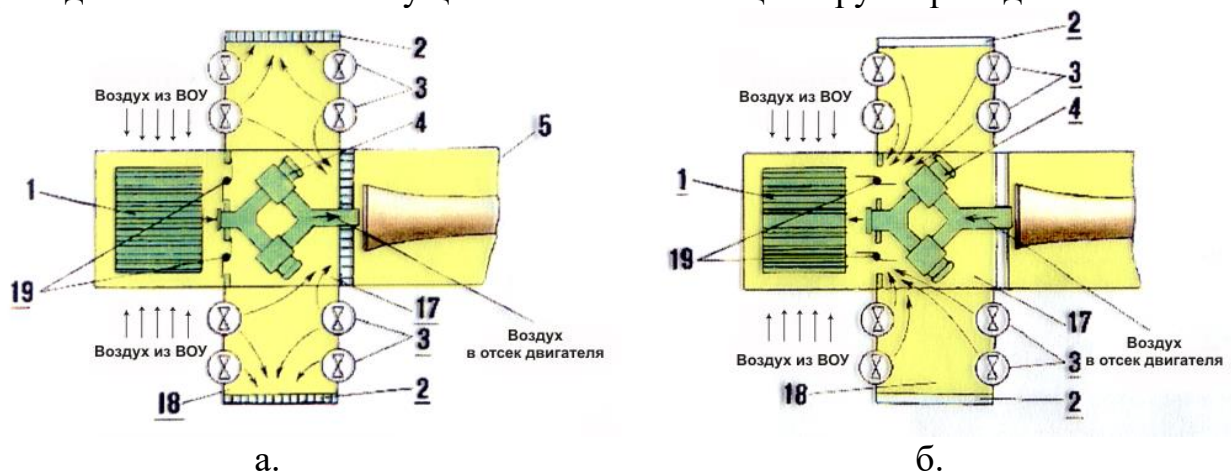


Рисунок 3.2.10. Схема работы блока вентиляции:

а – при нормальном режиме работы; **б** – при аварийно режиме работы;
1 – шумоглушитель; **2** – жалюзи; **3** – вентиляторы осевые; **4** – вентиляторы центробежные; **5** – турбоблок; **19** – заслонки; **18** - блок маслоохладителей

Блок маслоагрегатов

Блок маслоагрегатов состоит из Двух отсеков, разделенных герметичной перегородкой: отсека маслоагрегатов и отсека пожаротушения.

Отсек маслоагрегатов предназначен для размещения маслоагрегатов и арматуры масляной системы, что позволяет производить их безопасное обслуживание при работе ГПА.

Отсек пожаротушения

Отсек пожаротушения предназначен для размещения баллонов установки автоматического газового пожаротушения.

Блок автоматики

Блок автоматики служит для размещения приборных щитов, арматуры источников резервного электропитания аккумуляторов и другого оборудования системы автоматики.

Выхлопное устройство

Выхлопное устройство служит для отвода из турбоблока выхлопных газов двигателя с минимальными гидравлическими потерями, преобразования кинетической энергии газов в энергию давления, глушения шума выхлопа двигателя. Кроме того, конструкцией выхлопного устройства предусматривается возможность установки утилизаторов тепла выхлопных газов для нужд компрессорной станции.

Выхлопное устройство приводного двигателя включает в себя улитку, переходник, выхлопную шахту, состоящую из прямоугольного диффузора и шумоглушителя.

Улитка

Улитка предназначена для отвода продуктов сгорания от турбины двигателя с минимальными гидравлическими потерями в выхлопное устройство агрегата.

Переходник

Переходник (см. рисунок 3.2.2.) соединяет улитку с выхлопной шахтой. Переходник имеет форму прямоугольного диффузора. В нем происходит преобразование энергии потока выхлопных газов в энергию давления.

Выхлопная шахта

Выхлопная шахта состоит из диффузора и шумоглушителя.

Выхлопная шахта стыкуется с переходником с зазором, уплотняемым эластичной прокладкой для компенсации теплорасширений.

В газотурбинных установках интенсивный шум возникает в системах всасывания воздуха и выхлопных газов.

Шум, создаваемый в процессе всасывания воздуха в компрессор, обусловлен взаимодействием турбулизированного лопатками рабочего колеса компрессора воздуха с лопатками направляющего аппарата, то есть переменными аэродинамическими силами, а также неустойчивостью турбулентного потока.

Шум в выхлопной системе двигателя вызван процессом горения топлива, высокой скоростью прохождения газов через проточную часть турбины и турбулентностью газового потока на выхлопе, что является главной составляющей шума.

В ГТУ чаще всего применяются диссипативные глушители, у которых основную роль в снижении шума играет звукопоглощающий материал (ЗПМ). При распространении в ЗПМ звуковых волн возникают потери, обусловленные вязким трением при движении среды в порах и внутренним трением деформации волокон материала. Глушители во всасывающей и выхлопной системах ГТУ выполняют в виде ряда параллельных пластин в канале. Затухание звука в глушителе зависит от типа ЗПМ, длины и толщины пластин, а также от зазора между пластинами.

Для уменьшения шума ГПА блочной конструкции с приводом от авиационных ГТД, шум от которых значительно превосходит допустимые санитарные нормы, используют глушители шума во всасывающем и выхлопном трактах, а также звукоизолирующие панели для двигателя, нагнетателя и вспомогательного оборудования.

Глушители шума на входе и выходе состоят из параллельных звукопоглощающих панелей (рисунок 3.3.1.). Звукопоглощающая панель, в свою очередь, представляет собой звукопоглощающий материал (стекловолокно или минеральная шерсть), обернутый в ткань и защищенный перфорированными листами металла

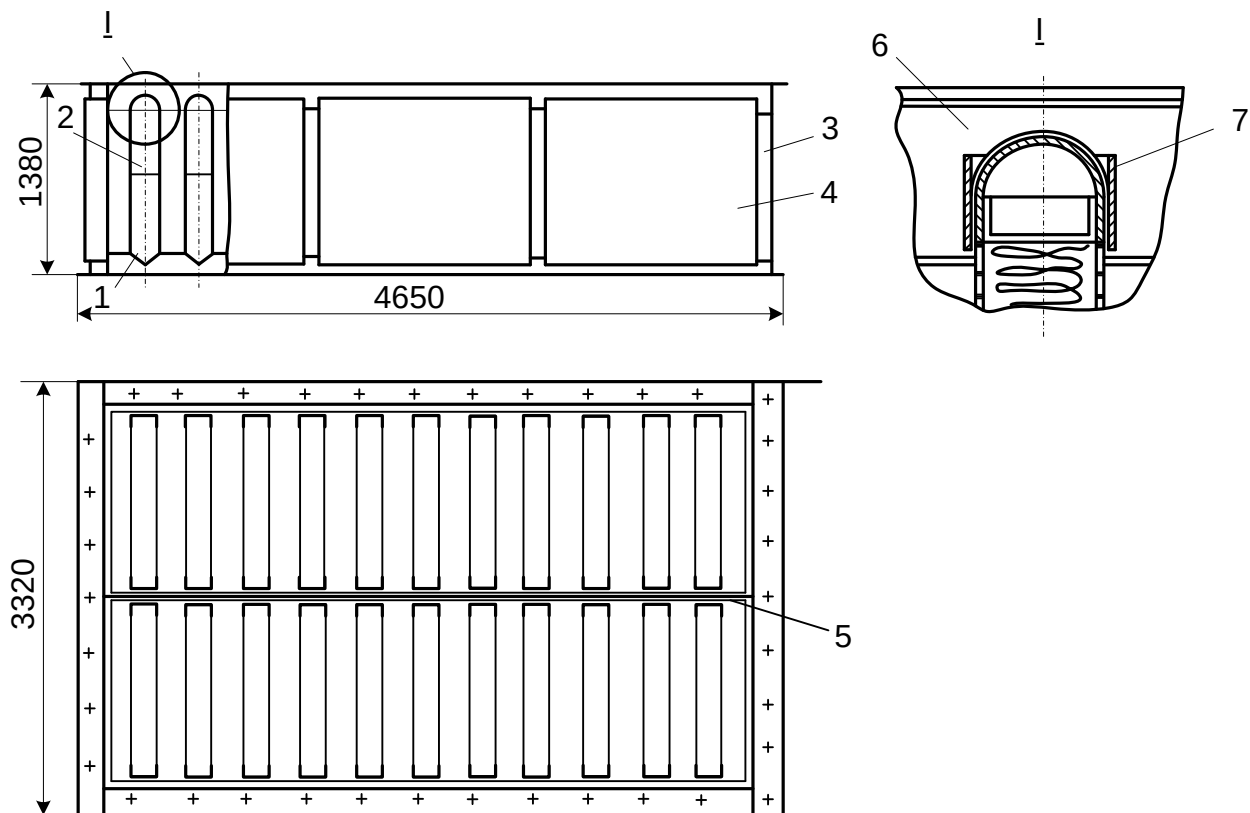


Рисунок 3.3.1. Шумоглушитель выхлопной шахты:

1 – уголок; 2 – пластинка; 3 – каркас; 4 – щит; 5 – стенка; 6 – планки; 7 – скоба

В глушителе шума, установленном во входных устройствах приводного двигателя агрегата, в качестве поглощающего материала используют относительно тонкие панели из стекловолокна, эффективно снижающие шум высоких частот и хорошо работающие в области низких температур. Камера всасывания выполнена в виде контейнера, каркас которого обшит стальным листом. Стенки камеры с внутренней стороны облицованы звукопоглощающими и теплоизоляционными матами из суперволокна горных пород. Маты обернуты слоем стеклоткани и закрыты перфорированными стальными листами.

3.4. Устройство и работа основных систем агрегата

Система подвода циклового воздуха должна обеспечивать:

- эффективную очистку циклового воздуха от пыли;
- защиту в соответствии с существующими санитарными нормами окружающей среды от шума;
- подогрев циклового воздуха для предохранения самой системы и двигателя от обледенения;
- подвод циклового воздуха с параметрами, обеспечивающими устойчивую работу компрессора двигателя;

При этом должна обеспечиваться пропускная способность системы, соот-

ветствующая расходу воздуха через приводной двигатель. Суммарное дополнительное гидравлическое сопротивление устройства подвода циклового воздуха до воздухозаборника компрессора не должно превышать 981 Па.

Эффективность очистки циклового воздуха от пыли должна быть в соответствии с требованиями нормативных документов. Во входной системе должно иметься байпасное устройство, открывающееся в случае выхода из строя воздухоочистительных элементов и обеспечивающее поступление воздуха непосредственно на вход двигателя.

Система обогрева

Система обогрева (рисунок 3.4.1.) предназначена для разогрева перед пуском и обеспечения его нормальной работы в холодное время года, поддержания заданной плюсовой температуры в отсеках и блоках приборов и оборудования, обеспечения нормальных температурных условий работы обслуживающего персонала в период выполнения регламентных и ремонтных работ.

Система обогрева ГПА объединенная в единую сеть системы обогрева всех агрегатов КС, включает в себя устройства отбора воздуха от двигателя, противообледенительную систему, систему подачи воздуха на нужды ГПА.

Отбор воздуха за компрессором двигателя разрешен при температуре воздуха на входе в двигатель не выше -5°C .

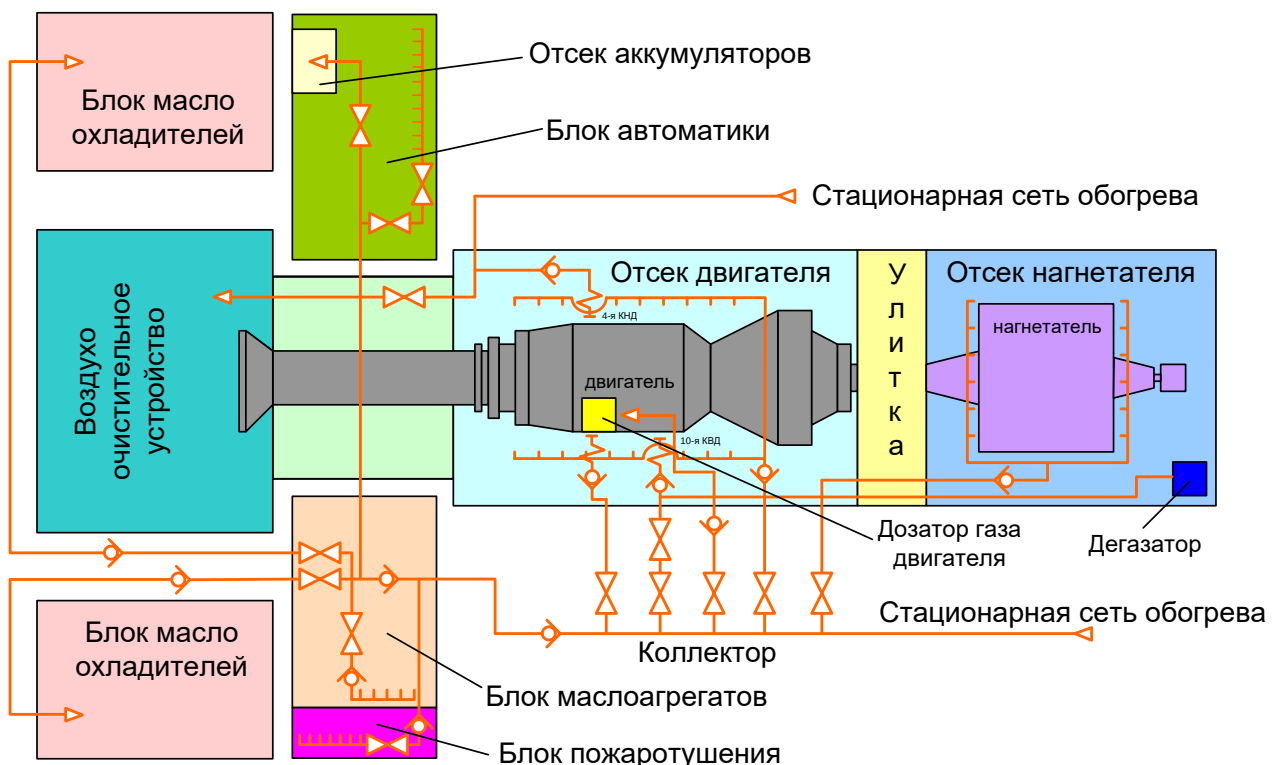


Рисунок 3.4.1. Принципиальная система обогрева

Противообледенительная система

При температуре окружающего воздуха ниже $+5^{\circ}\text{C}$, относительной влаж-

ности воздуха более 80%, при наличии осадков в виде дождя, мокрого снега и тумана возможно обледенение ВОУ ГПА, входного коллектора двигателя, лопаток ВНА и кока.

Система противообледенительная автономно подключаемая к объединенной сети обогрева КС, включается вручную при загорании лампы на приборной доске.

Горячий воздух подается в ресивер ВНА, где распределяется по внутренним каналам лопаток, обогревая их входные кромки.

Одновременно горячий воздух по каналам в лопатках ВНА подводится на обогрев входного кока.

Подача воздуха на обогрев ВНА и кока осуществляется через заслонку, поворачиваемую электромеханизмом.

Система подвода горячего воздуха на нужды ГПА

Горячий воздух (см. рисунок 3.4.1.) от компрессора двигателя подается в объединенную систему обогрева КС, откуда по воздухопроводам подводится на обогрев двух блоков маслоохладителей, в отсек автоматики, в отсек пожаротушения, отсек маслоагрегатов, отсек двигателя и нагнетателя.

На каждом трубопроводе установлен вентиль для регулирования расхода воздуха. На концах трубопроводов имеются раздаточные коллекторы с отверстиями. В трубе вставлены сильфонные компенсаторы температуры. Наружная поверхность патрубков покрыта теплоизолирующей обмоткой, состоящей из ваты каолинового состава и стеклоленты, пропитанной клеем.

Система подогрева циклового воздуха

Система подогрева циклового воздуха предназначена для предотвращения обледенения всасывающего тракта двигателя в диапазоне температур от +4°C до -10°C. Система применяется на ГПА, оборудованных входными очистными устройствами инерционного типа. Подогрев осуществляется подачей на вход ВОУ горячих газов из выхлопной шахты агрегата или горячего воздуха из отсека двигателя.

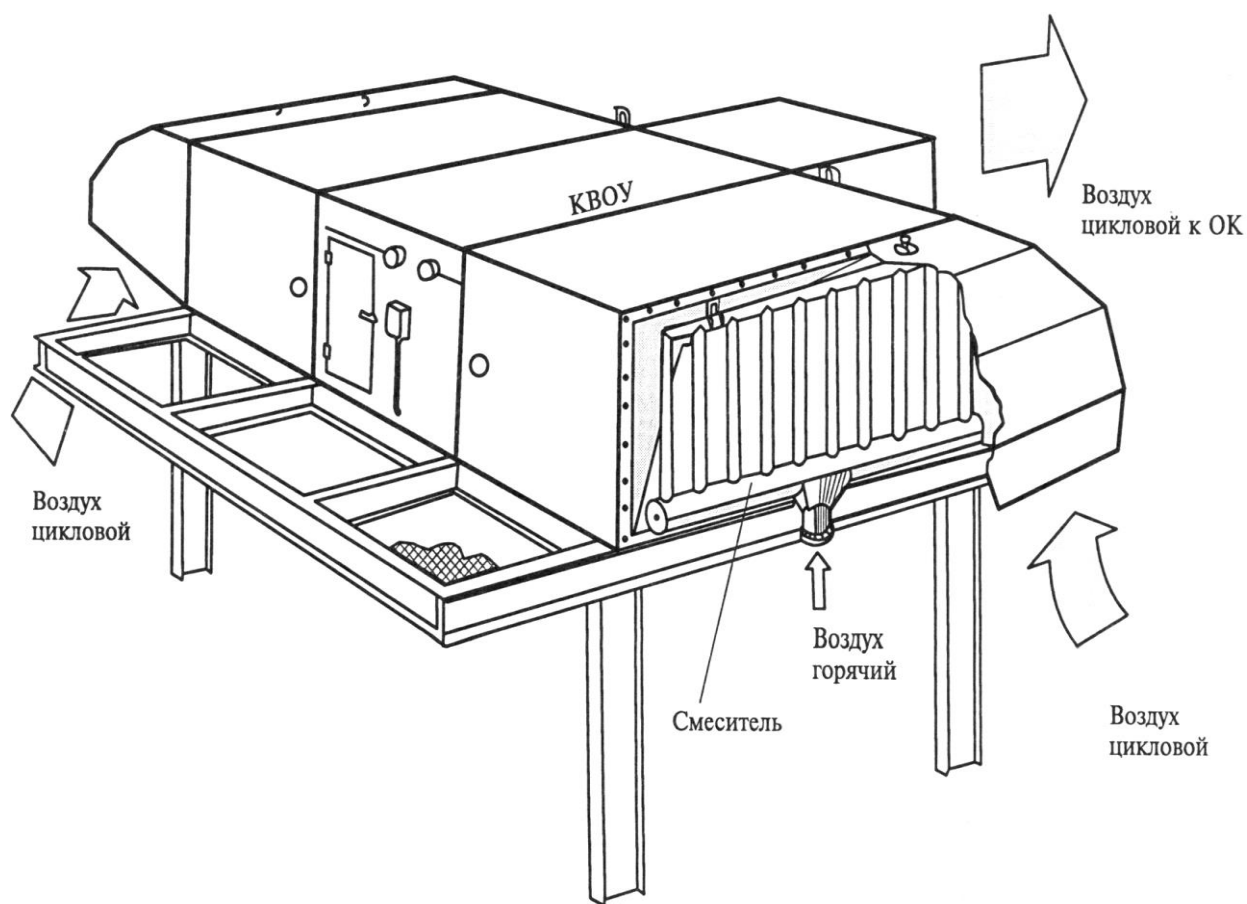


Рисунок 3.4.2. Подвод горячего воздуха на вход ВОУ

Горячие выхлопные газы эжектируются воздухом, отбираемым от компрессора двигателя.

Система подогрева циклового воздуха (рисунок 3.4.3.) включает в себя тракт выхлопных газов, эжектор, тракт газовой смеси и систему управления подогревом циклового воздуха и вентиляторами ВОУ.

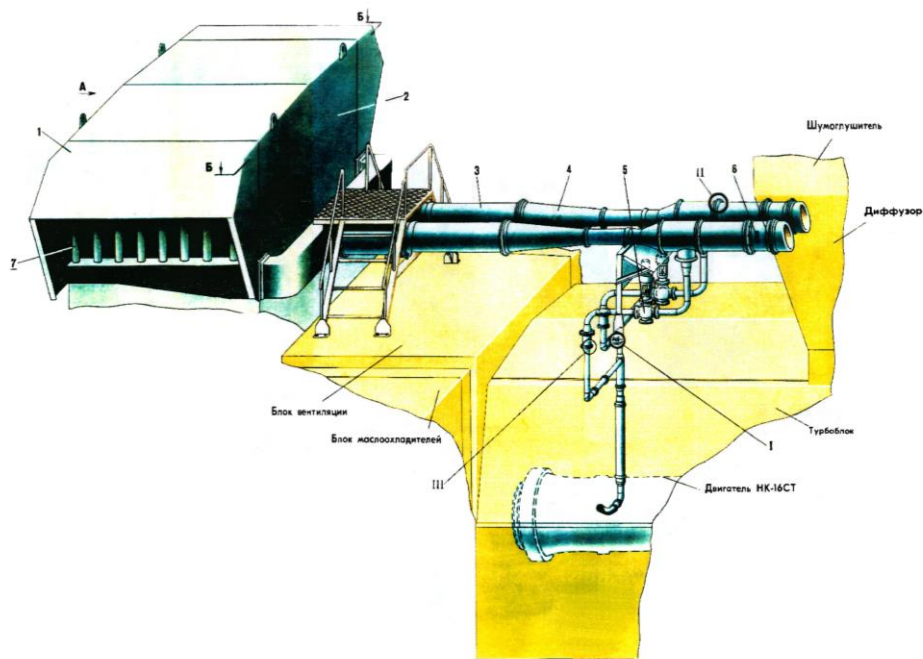


Рисунок 3.4.3. принципиальная схема подогрева циклового воздуха

Автоматическая система пожаротушения

Автоматическая система пожаротушения предназначена для обнаружения, сигнализации и ликвидации пожара на ГПА.

Система объединяет (рисунок 3.4.4.) отсек пожаротушения, технические средства пожаротушения (ТСП), расположенные в отсеках пожаротушения, двигателя, нагнетателя и блока маслоагрегатов и комплекс технических средств автоматизированной системы пожаротушения (КТС АП).

Отсек пожаротушения обеспечивает хранение основного и резервного запасов огнетушащего вещества (ОВ).

Технические средства пожаротушения обеспечивают прием электрических сигналов от сигнально-пускового прибора, хранение и выпуск основного и резервного запасов ОВ в защищаемые помещения. К ним относятся болонны с ОВ, имеющие головки-затворы с пиропатронами, и линейные устройства – трубопроводы, коллекторы и оросители.

КТС АП состоит из пожарных извещателей, устанавливаемых в отсеках, промежуточного исполнительного органа, обеспечивающего возможность использования искробезопасных извещателей, прибора сигнально-пускового пожарного, обеспечивающего прием сигналов от пожарных извещателей, контроль состояния шлейфов пожарной сигнализации, контроль состояния дверей в защищаемых помещениях, контроль состояния ТСП, управление ТСП, взаимодействие с автоматизированной системой управления ГПА.

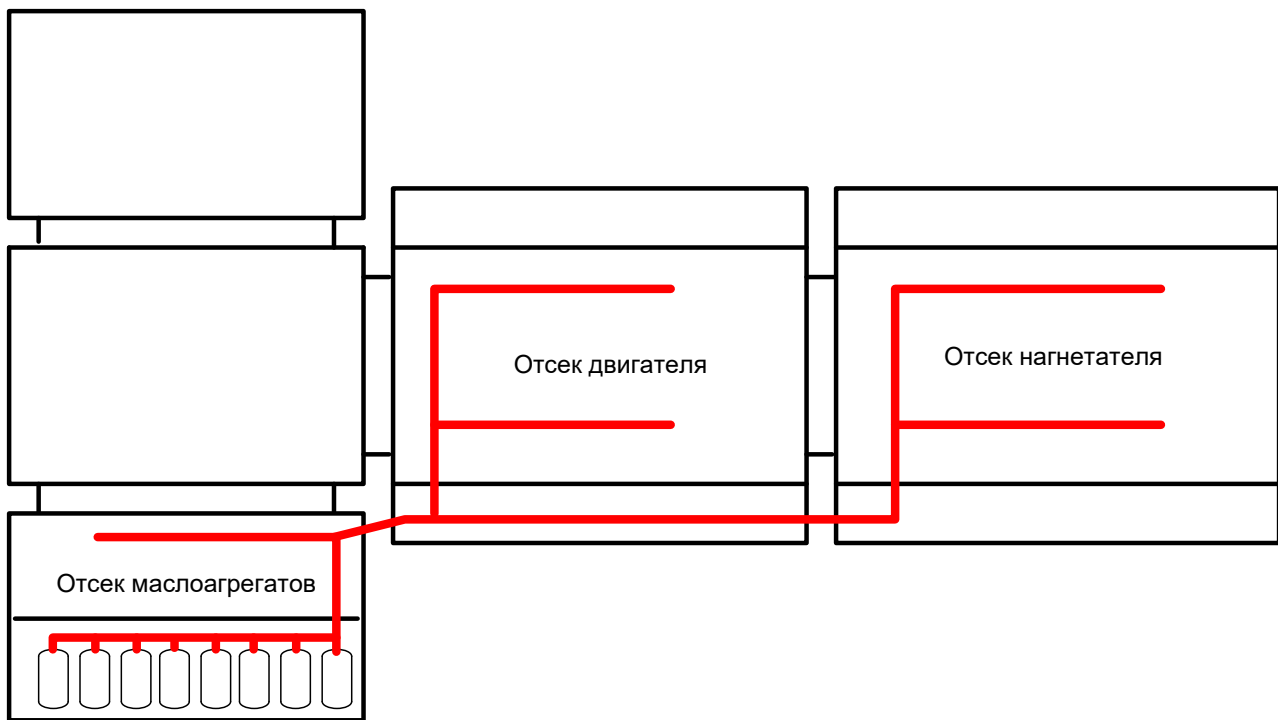


Рисунок 3.4.4. Схема размещения оборудования автоматической системы пожаротушения

Работа КТС АП осуществляется в трех режимах:

- “Автоматический пуск” – при этом прибор сигнально-пусковой пожарный принимает сигналы о пожаре от извещателей и обеспечивает срабатывание ТСП;
- “Дистанционный пуск” – прибор сигнально-пусковой пожарный принимает сигналы о пожаре, но пуск ТСП осуществляется оператором с пульта управления.
- “Ручной пуск” – пуск осуществляется оператором с ТСП рукояткой ручного пуска.

Система газопровода (рисунок 3.4.5.) предназначена для обеспечения подачи газа к стартеру двигателя и отвода его на свечу во время пуска агрегата, а также для подвода топливного газа к дозатору газа и затем в камеру сгорания.

Во время пуска агрегата пусковой газ по «2» трубопроводу подается к стартеру двигателя, а затем после раскрутки турбины стартера по трубопроводу «3» на свечу. Топливный газ по трубопроводу «1» через блок фильтров топливного газа «4» и отсечной клапан «5», а также дозатор поступает в камеру сгорания.

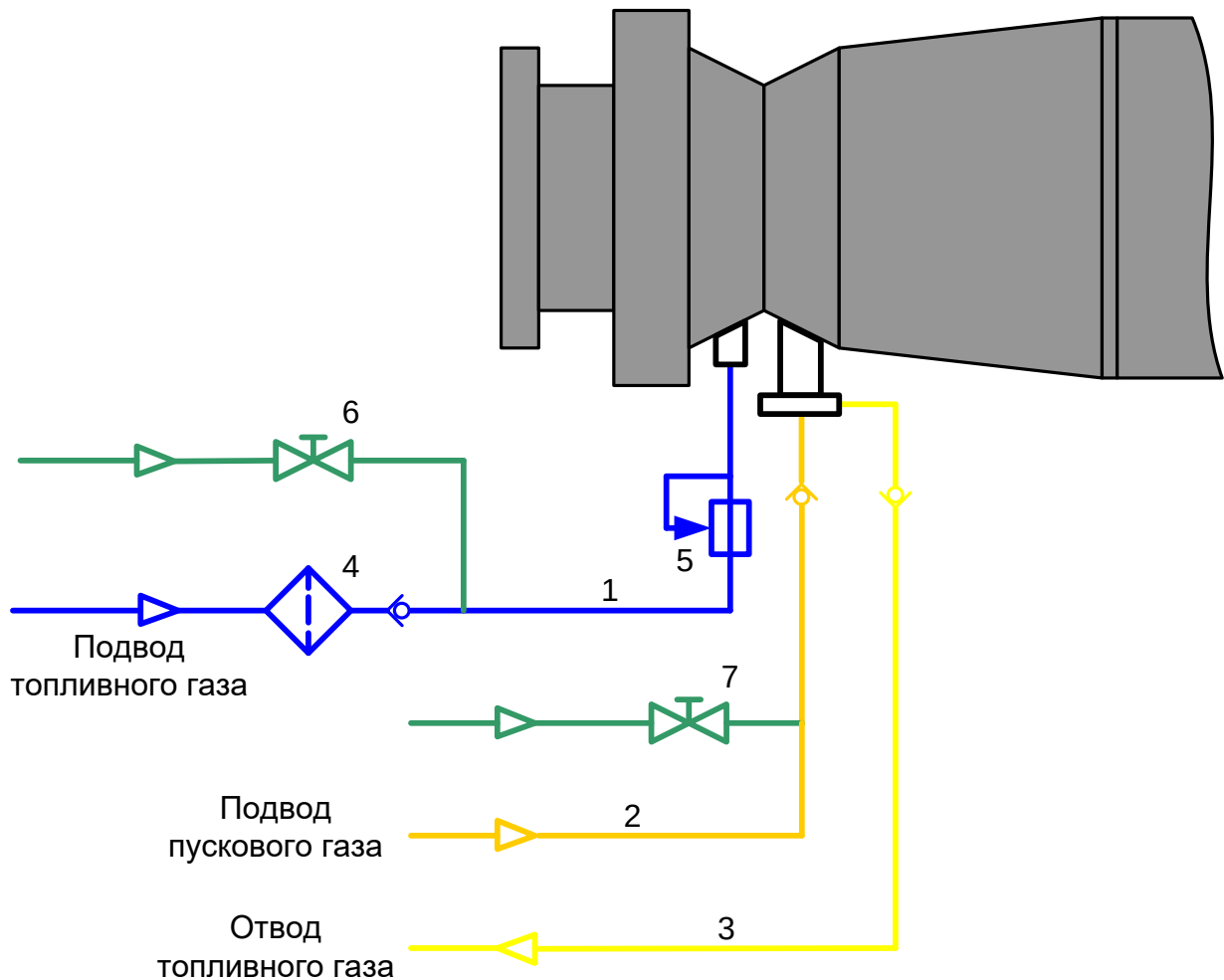


Рисунок 3.4.5. Принципиальная схема системы газопровода

Клапан обеспечивает надежное запираание трубопровода в период предпусковой подготовки, открытие трубопровода при пуске двигателя, прекращение подачи топливного газа и запираание канала при нормальном и аварийном остановах, автоматическое запираание канала при останове двигателя в случае исчезновения электропитания в сети.

Вентили «6» и «7» предназначены для замера давления в трубопроводах.

Система маслоснабжения

Система маслоснабжения предназначена для обеспечения смазки и охлаждения трущихся деталей двигателя и нагнетателя, а также уплотнения внутренней полости нагнетателя.

Система маслоснабжения агрегата включает в себя две независимые системы —маслосистему двигателя и маслосистему нагнетателя. Маслосистемы двигателя и нагнетателя циркуляционные, масло из отдельных баков двигателя и нагнетателя подается насосами к трущимся деталям и после охлаждения в маслоохладителях возвращается в бак. Маслосистема двигателя – короткозамкнутая, основная часть масла циркулирует минуя маслобак, который обеспечивает лишь восстановление потерь масла в маслосистеме двигателя. Необходимая температура масла поддерживается регулятором температуры путем регулирования количества масла, подаваемого в маслоохладители. Кроме того,

регулировка возможна включением вентиляторов охлаждения масла в маслоохладителях. Маслосистема нагнетателя состоит из системы смазки и системы уплотнения нагнетателя.

Система уплотнительного масла

Система уплотнительного масла не имеет маслоохладителей и запитывается из общего с системой смазки нагнетателя бака. В качестве аварийного источника давления в системе уплотнительного масла устанавливается аккумулятор давления.

Автоматизированная система управления ГПА

Автоматизированная система управления ГПА (САУ ГПА) обеспечивает автоматизированное управление работой агрегата ГПА – двигателя, нагнетателя, технологических кранов, защиту ГПА при выходе параметров за предельно допустимые значения, автоматическое управление режимом работы ГПА – выполнение программы пуска, останова, стабилизации режима, ручное дистанционное управление работой ГПА.

Система электроснабжения

Система электроснабжения агрегата служит для привода и резервирования электродвигателей агрегата питания агрегатных контрольно-измерительных приборов и схем автоматики, а также для обеспечения защиты агрегата; она является составной частью системы электроснабжения компрессорного цеха.

Система подразделяется на системы переменного и постоянного тока.

Система переменного тока служит для питания электродвигателей (пускового масляного насоса, насосов уплотнения, вентиляторов воздушных масло- и газоохладителей, водяных насосов и т.п.), питания системы контрольно-измерительных приборов и автоматики; система постоянного тока предназначена для привода резервных маслонасосов турбины, питания схемы автоматики, защиты и др.

Эксплуатируют систему электроснабжения, а также аккумуляторные батареи в соответствии с правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии. Ремонт элементов агрегатной системы и вспомогательного электрооборудования осуществляют, как правило, одновременно с ремонтом газоперекачивающего агрегата и в соответствии с правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей.

3.5. Газотурбинный привод нагнетателя.

Принцип работы газотурбинной установки

Газотурбинные установки, как отмечалось ранее, являются в настоящее время основным видом привода центробежных нагнетателей на крупных магистральных газопроводах.

Газотурбинная установка – машина, преобразующая тепловую энергию в механическую и состоящая из одного или нескольких компрессоров (чаще осевого типа), теплового устройства для нагрева рабочего тела, одной или нескольких турбин, системы регулирования и необходимого вспомогательного оборудования. Полезная мощность в ГТУ совершается за счет внутренней энергии газового потока, поступающего с большой скоростью на лопатки ротора турбины.

При работе турбины (рисунок 3.5.1.) атмосферный воздух засасывается в осевой компрессор 3, сжимается и поступает в камеру сгорания 1. одновременно часть воздуха направляется в кольцевое пространство между стенкой и корпусом камеры сгорания. Внутри камеры сгорания непрерывно поступает топливо, сгорающее при постоянном давлении. Поэтому из камеры сгорания непрерывной струей выходят продукты сгорания, направляющиеся в сопла. В соплах энергия давления в результате расширения газа преобразуется в кинетическую энергию газовой струи, поступающей на лопатки турбины. Воздух, омывающий жаровую трубу камеры сгорания, охлаждает ее и, смешиваясь с продуктами сгорания, выходящими из жаровой трубы, также поступает в турбину 2. при- мешивание этой доли воздуха к продуктам сгорания, имеющим высокую температуру, необходимо для снижения температуры газов до величины, безопасной для металла лопаток газовой турбины.

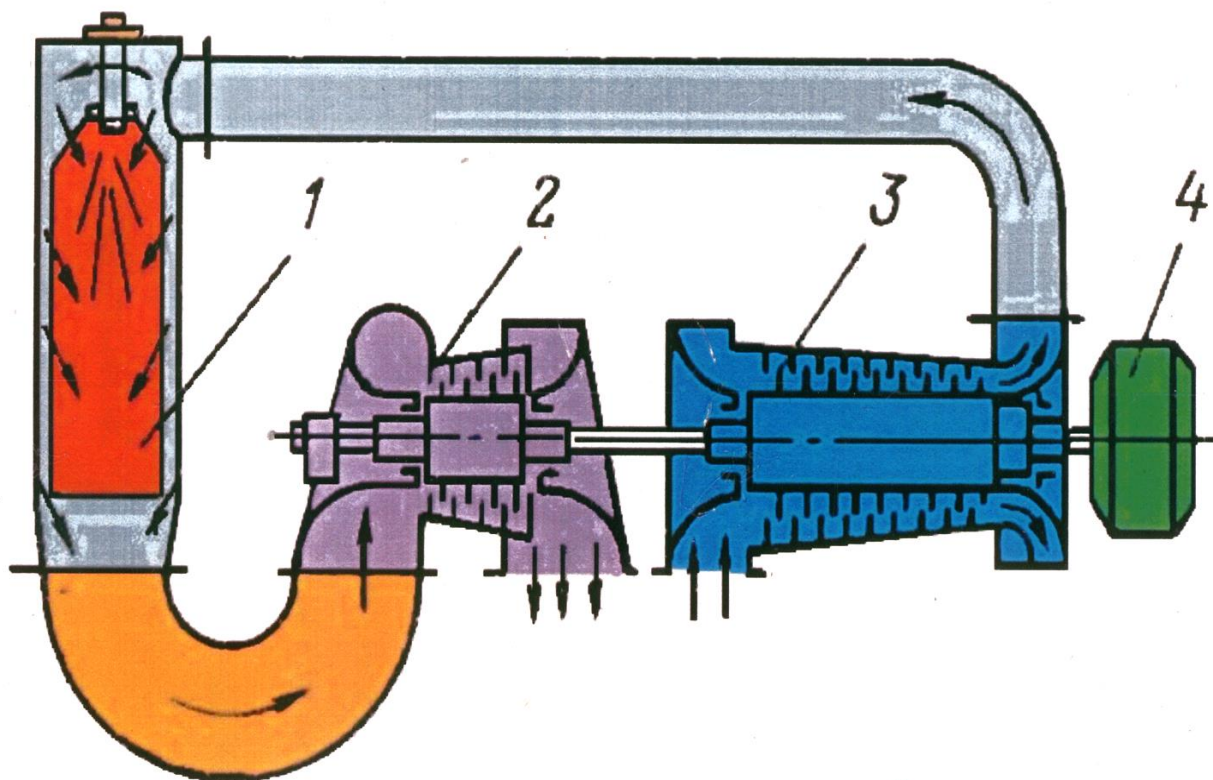


Рисунок 3.5.1. принципиальная схема газотурбинной установки:
1- камера сгорания; 2 – турбина; 3 – осевой компрессор; 4 - нагнетатель

Принципиальные схемы ГТУ

Характерной особенностью газотурбинных установок является то, что процессы сжатия, подвода теплоты и расширения непрерывно осуществляются в различных элементах ГТУ (компрессор, камера сгорания, газовая турбина), расположенных последовательно по ходу рабочего тела.

В зависимости от способов подвода теплоты к рабочему телу, организации процессов сжатия и расширения рабочего тела газотурбинные установки могут быть выполнены по различным схемам. ГТУ простейшего цикла в механическом отношении могут быть выполнены как одновальные (рисунок 3.5.2.), так и двухвальные (рисунок 3.5.3.).

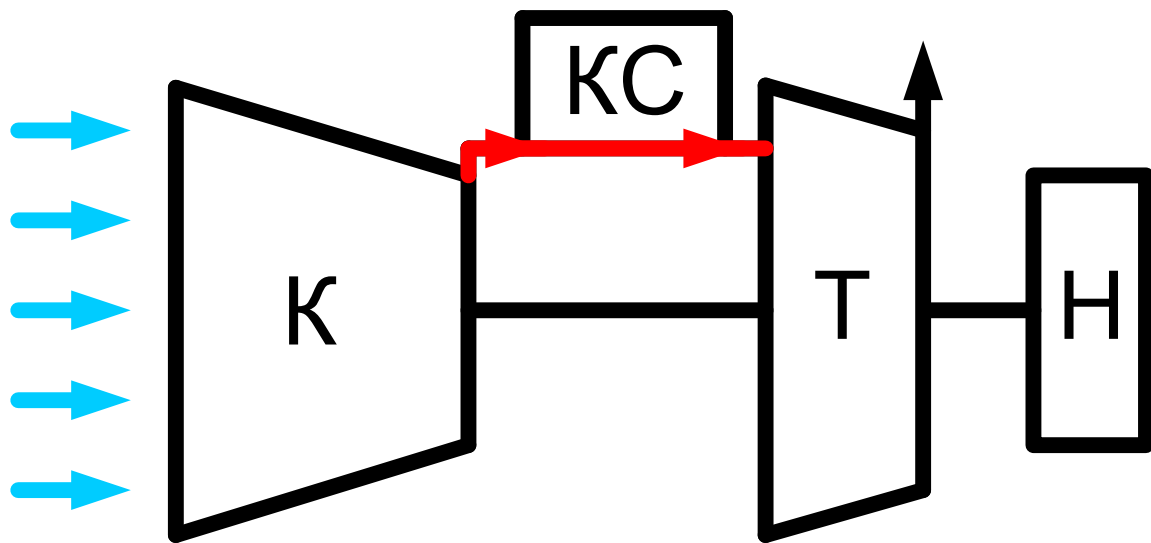


Рисунок 3.5.2. Принципиальная схема одновальной ГТУ.

В одновальных установках все элементы ГПА: осевой компрессор, газовая турбина и нагнетатель – находятся на одном валу, и, естественно, при работе все они имеют одну и ту же частоту вращения. Различный закон изменения характеристик газопровода и одновальной ГТУ приводит к тому, что при снижении частоты вращения одновальная ГТУ быстрее теряет мощность, чем снижается мощность, потребляемая нагнетателем. Это приводит к тому, что одновальная ГТУ будет обеспечивать режим работы нагнетателя только в ограниченном диапазоне изменения частоты вращения. При ухудшении КПД нагнетателя или элементов ГТУ осуществить оптимальную работу ГПА с приводом от одновальной ГТУ без перепуска и дросселирования газа или без существенного повышения температуры газа перед ТВД будет уже трудно. Все это привело к тому, что в настоящее время одновальные ГТУ для перекачки газа не используются.

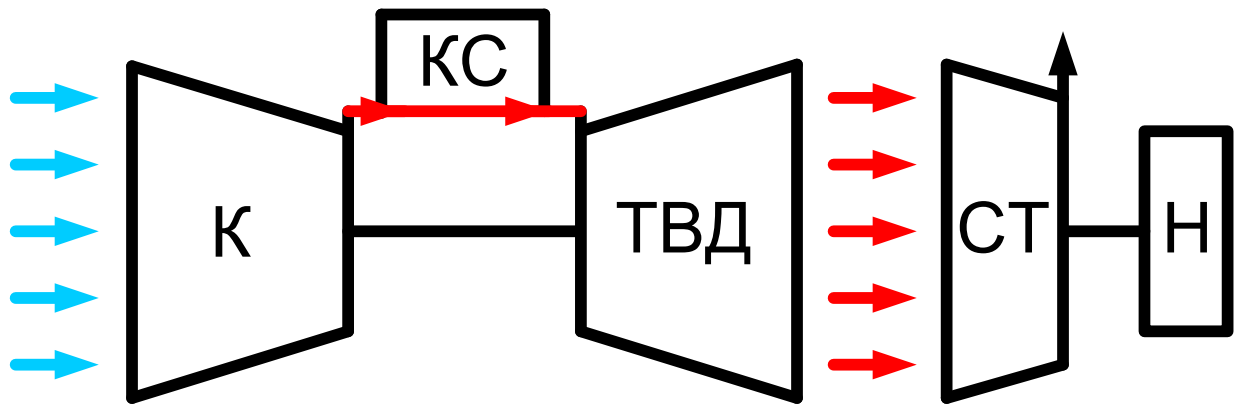


**Рисунок 3.5.3. Принципиальная схема ГТУ
с независимой силовой турбиной.**

В установках с независимой силовой турбиной, вал полезной мощности выделен от турбокомпрессора, поэтому между ними нет такой однозначной связи, и нагнетатель может иметь практически любую частоту вращения.

При постоянной частоте вращения вала осевого компрессора и переменной частоте вращения силового вала, температура газа перед газовой турбиной высокого давления может практически оставаться постоянной в достаточно широком диапазоне изменения частоты вращения вала силовой турбины. Это значит, что полезная мощность ГТУ будет изменяться пропорционально изменению КПД силовой турбины.

Кроме того, двухвальные ГТУ имеют несколько лучшие экономические характеристики не только на частичных нагрузках, но и на расчетной, когда одновальная установка, имея некоторый запас по мощности, на номинальной нагрузке будет обеспечивать режим работы нагнетателя ниже расчетного.

Рабочий процесс установки с регенерацией теплоты отходящих газов (рисунок 3.5.4.) осуществляется следующим образом: атмосферный воздух после прохождения системы фильтров и сжатия в осевом компрессоре (К) поступает в регенератор (Р), где за счет использования теплоты отходящих из турбины газов его температура повышается на 200-250°C. После регенератора сжатый воздух поступает в камеру сгорания (КС), куда одновременно подводится топливный газ. В результате сжигания топлива температура образовавшихся продуктов сгорания перед газовой турбиной ВД доводится до величины, обусловленной жаростойкостью дисков и лопаток турбины. После расширения в газовой турбине продукты сгорания проходят регенератор, в котором они частично охлаждаются, отдавая часть теплоты воздуху, идущему из осевого компрессора в камеру сгорания, и затем через дымовую трубу выбрасываются в атмосферу.

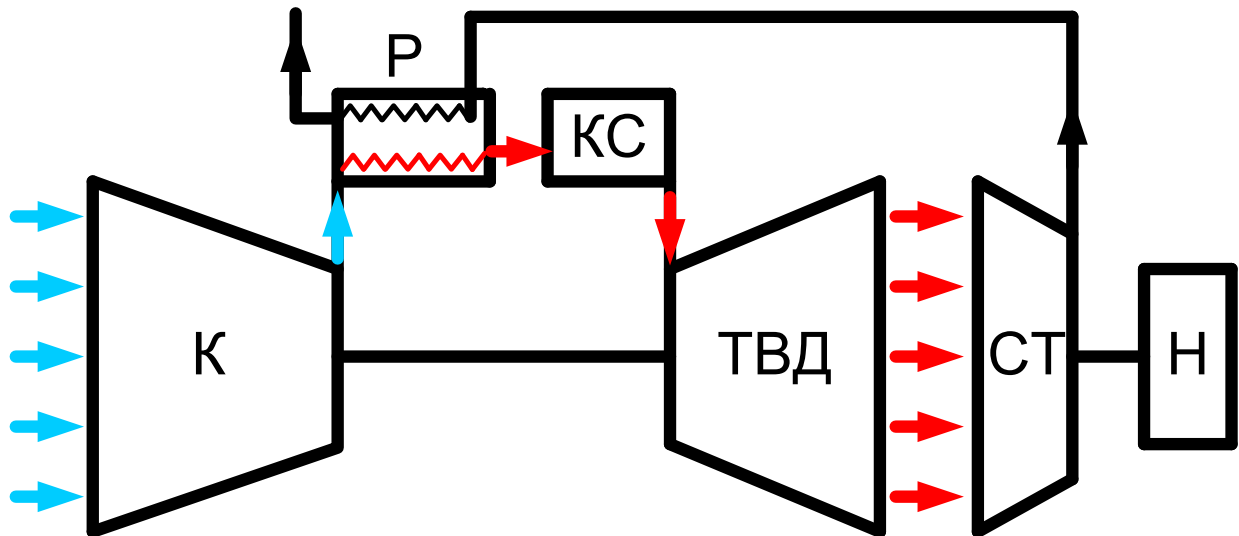


Рисунок 3.5.4. Принципиальная схема ГТУ с регенерацией отходящих газов.

На рисунке 3.5.5. показаны процессы, характеризующие образование цикла ГТУ в координатах $P-V$ и $T-S$. На этих графиках процесс 1-2 – характеризует сжатие в осевом компрессоре; 2-3 – процесс подвода теплоты в регенераторе и камере сгорания; 3-4 – процесс расширения рабочего тела в газовой турбине; 4-1 – процесс выхлопа рабочего тела в атмосферу. В $T-S$ координатах линиями 1'-2' и 3-4' отмечены соответственно реальные процессы сжатия и расширения рабочего тела в цикле, штриховыми 1-2 и 3-4 – процессы сжатия и расширения в идеальном цикле.

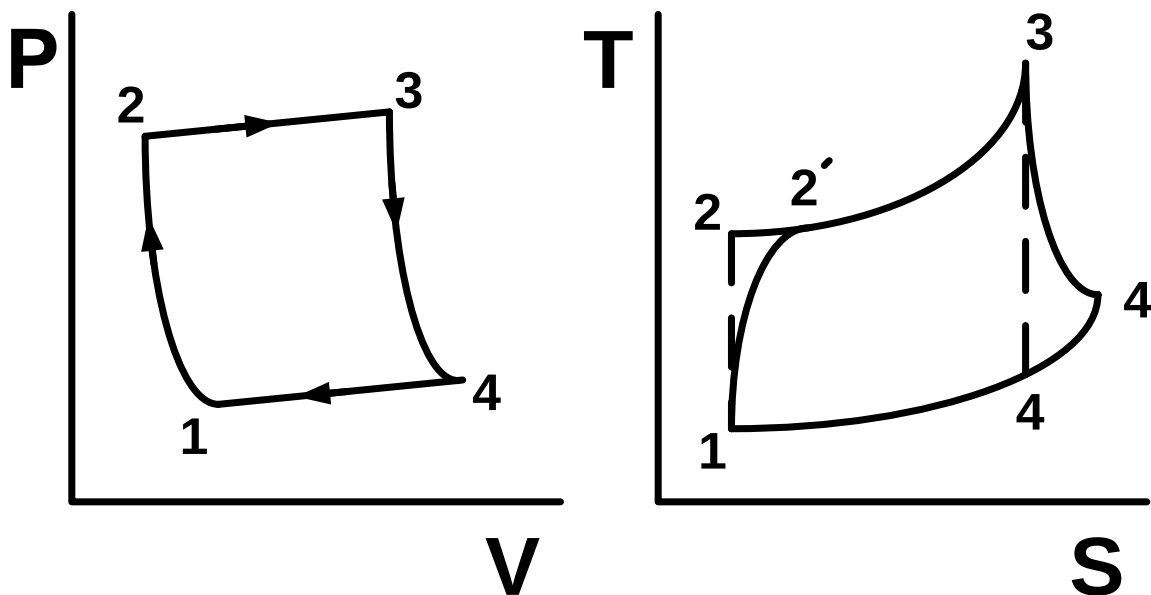


Рисунок 3.5.5. Циклы ГТУ в PV и TS координатах.

Коэффициент полезного действия установок с регенерацией теплоты от-

ходящих газов может достигать 32-35%, что при тех же параметрах цикла на 4-5% больше, чем в установках без регенерации теплоты отходящих газов.

На рисунке 3.5.6. приведена схема ГТУ простого цикла с двумя осевыми компрессорами и независимой силовой турбиной без промежуточного охлаждения воздуха между ними. Установки подобных схем, созданные по типу авиационных ГТУ, позволяют получить в цикле высокую степень сжатия (до 18-25) и обеспечить оптимальную работу компрессоров на переменных режимах работы. Высокая степень сжатия при относительно высоких температурах продуктов сгорания перед турбиной, позволяет получить КПД на уровне 33-35% и выше. Привод компрессоров низкого и высокого давления осуществляется соответственно от турбин низкого и высокого давления, используя схему вал в валу.

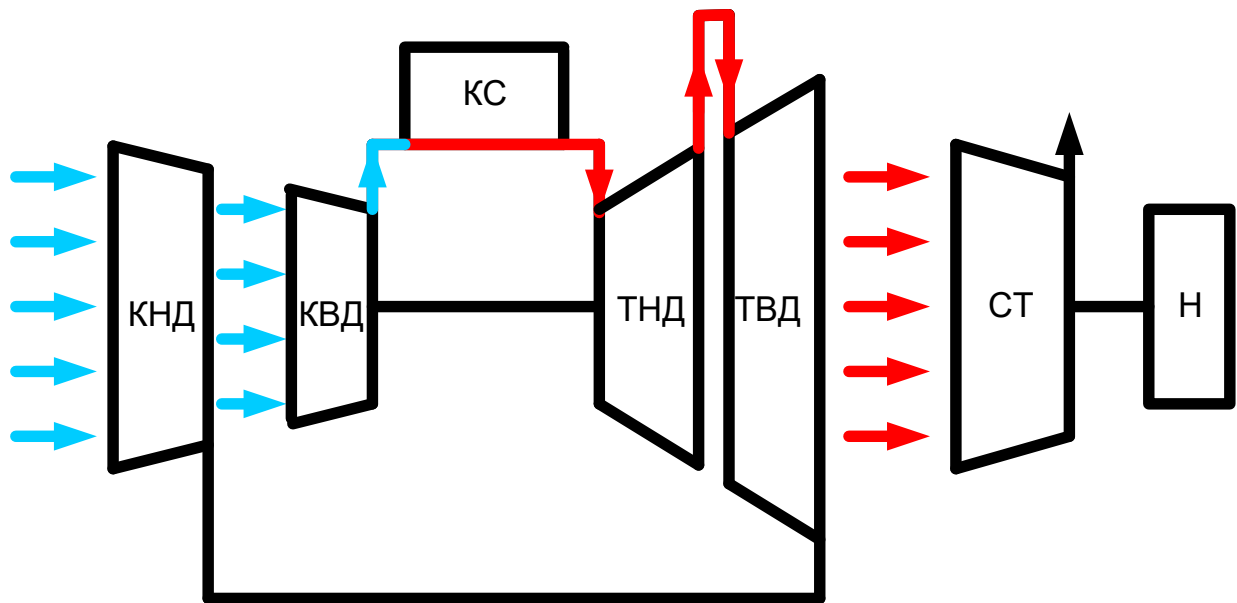


Рисунок 3.5.6. Принципиальная схема двухвальной ГТУ и независимой силовой турбиной.

Газотурбинные установки более сложных теплотехнических схем (рисунок 3.5.7.) – с промежуточным отводом теплоты в процессе сжатия, промежуточным подводом теплоты в процессе расширения и с регенератором, при существующих достижениях в области компрессоростроения и турбостроения позволяют достичь КПД установки на уровне 43-47%.

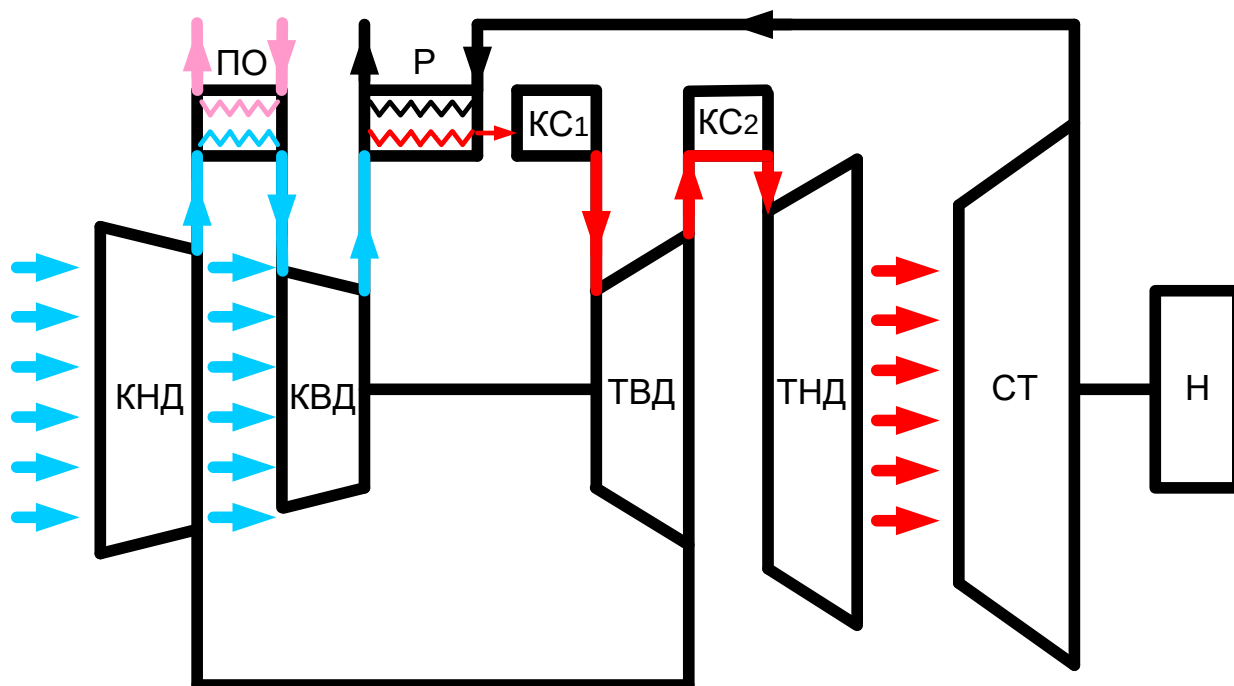


Рисунок 3.5.7. принципиальная схема ГТУ с промежуточным отводом теплоты в процессе сжатия, промежуточным подводом теплоты в процессе расширения и с регенератором.

Газотурбинные установки авиационного типа

Основные сведения о двигателе НК -12СТ

Турбовальный двигатель НК-12СТ является газотурбинным двигателем, в котором свободная энергия преобразуется в мощность на выводном валу с помощью свободной силовой турбины.

Запуск двигателя автоматический. Раскрутка обеспечивается воздушным стартером, приводимым газом, транспортируемым по газопроводу. При запуске стартер раскручивает ротор турбокомпрессора, а от него, через соответствующие приводы, вступают в работу агрегаты топливной и масляной системы, а также агрегаты управления механизацией компрессора.

Воспламенение газовойоздушной смеси в камере сгорания обеспечивается катушками зажигания и воспламенителями.

Система запуска включает в себя воздушный стартер, катушки зажигания, воспламенители со свечами, центробежный выключатель, электромагнитный клапан пускового топливного газа, электромагнитные клапаны дозатора газа.

Система регулирования, в состав которой входит топливная система и система управления механизацией компрессора, предназначена для автоматического питания двигателя топливным газом на всех режимах работы и для получения требуемых параметров в заданных диапазонах изменения внешних факторов и рабочих характеристик двигателя.

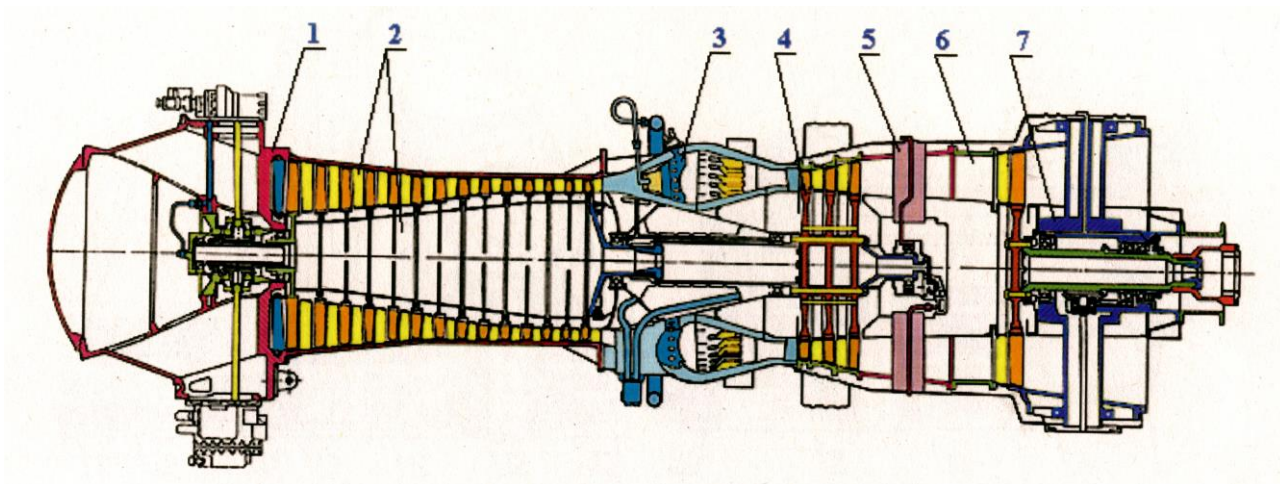


Рисунок 3.5.8. Продольный разрез двигателя:

- 1 – передняя опора; 2 – компрессор;
 3 – картер турбины с камерой сгорания; 4 – турбина ТК;
 5 – промежуточная опора; 6 – проставка; 7 – свободная турбина.

В топливную систему входят: кольцевой топливный коллектор, двенадцать рабочих форсунок, дозатор газа ДГ-12 с регулятором оборотов турбокомпрессора ОГ-12 (РО-12), стопорный клапан.

Ограничитель оборотов свободной турбины ОГ-8-4, сигнализатор предельных оборотов ротора свободной турбины СПО-23, регулятор температуры газов перед свободной турбиной УРТ-19А-3У, совместно с агрегатами топливной системы, обеспечивают автоматическое регулирование параметров в зависимости от изменения внешних факторов и рабочих характеристик двигателя.

Механизацию управления регулируемым входным направляющим аппаратом компрессора и клапанами перепуска воздуха из компрессора обеспечивает агрегат управления АУ-12СТМ, гидроусилитель РВНА и гидроприводы КПВ.

На двигателе предусмотрена система контроля и защиты, которая работает совместно с системой регулирования, и обеспечивает контроль за работой двигателя (замер частоты вращения турбокомпрессора и свободной турбины, замер температуры газов перед свободной турбиной) и защиту двигателя при неправильной эксплуатации или при появлении неисправностей в узлах (защита по предельной частоте вращения свободной турбины, защита по предельному уровню виброускорений, защита по предельной температуре газов перед свободной турбиной, защита по помпажному режиму, защита по утечке пускового топливного газа).

Двигатель снабжен короткозамкнутой масляной системой циркуляционного типа.

Агрегаты масляной системы обеспечивают подачу масла для смазки и охлаждения деталей и узлов двигателя и для работы агрегатов системы регулирования.

В масляную систему входят нагнетающие насосы, откачивающие насосы, суфлеры, воздухоотделитель, основной масляный фильтр.

В состав двигателя входят следующие основные узлы:

- передняя опора;
- осевой четырнадцатиступенчатый компрессор;
- трехступенчатая турбина компрессора;
- одноступенчатая свободная турбина.

Двигатель снабжен агрегатами масляной системы, системы регулирования, системы запуска и системы контроля и защиты.

На двигателе установлены приборы, контролирующие его работу.

Передняя опора является силовым элементом двигателя, воспринимающим нагрузки от статора и ротора компрессора и передающим их через цапфы подвесок на раму установки. В передней опоре установлен центральный привод, который передает крутящий момент с турбины на привод агрегатов масляной системы и коробок приводов.

Корпус передней опоры состоит из наружной кольцевой коробки, связанной с внутренним конусом шестью полыми обтекаемыми ребрами. Поверхности наружной кольцевой коробки и внутреннего конуса профилированы и образуют вместе с ребрами шесть каналов, по которым в компрессор поступает воздух. Пустотелые ребра использованы для размещения внутри них приводов к агрегатам, а также масляных и воздушных коммуникаций.

В передней опоре смонтирован входной регулируемый направляющий аппарат компрессора и роликовый подшипник ротора компрессора.

На задней стенке корпуса передней опоры имеются фланцы крепления привода центробежного суфлера, масляного фильтра, привода нижней коробки приводов.

На наружной поверхности корпуса предусмотрены фланцы крепления масляного агрегата, привода воздушного стартера, масляного насоса, агрегатов регулирования, сигнализатора обледенения и гидропривода входного регулируемого направляющего аппарата компрессора.

Компрессор – четырнадцатиступенчатый, осевой, служит для повышения давления воздуха, поступающего в камеру сгорания, и состоит из ротора и статора. Ротор компрессора барабанно-дисковой конструкции, состоит из четырнадцати отдельных рабочих колес и заднего вала, жестко соединенных друг с другом. Ротор вращается на двух подшипниках качения. Передний подшипник – роликовый, допускающий осевое перемещение ротора под действием осевых сил и температурных деформаций. Задний подшипник – радиально-упорный шариковый. Он обеспечивает осевую фиксацию ротора. Задний вал компрессора сочленен с передним валом турбины при помощи шлицевого соединения и соединительного болта.

Статор компрессора состоит из картера, направляющих аппаратов и рабочих колец. Картер и направляющие аппараты разъемные, с разъемом в горизонтальной плоскости.

Соединение половин болтовое и осуществлено по продольным фланцам, приваренным к каждой половине картера. Направляющие аппараты и кольца

рабочих колес, образуют сужающийся тракт статора компрессора.

Нормальную работу компрессора на нерасчетных режимах обеспечивают регулируемый входной направляющий аппарат и пять клапанов перепуска воздуха. На верхней половине картера размещена коробка приводов агрегатов, воздушный стартер ВС-12, кронштейн со штепсельными разъемами, пусковые катушки зажигания. На нижней половине картера размещены: дозатор газа, коробка приводов агрегатов двигателя, агрегат управления воздушными клапанами и входным направляющим аппаратом, клапан перепуска топлива и др.

Картер турбины, расположенный между компрессором и газовой турбиной компрессора, является силовым узлом двигателя. В нем размещены камера сгорания кольцевого типа, опоры для валов компрессора и турбины. В передней части картера располагается шариковый подшипник задней опоры ротора компрессора, а в задней – роликовый подшипник передней опоры ротора турбины.

Камера сгорания кольцевого типа сварной конструкции, имеет двенадцать головок, соединенных в блок, переходящий в кольцевую полость камеры. В каждой головке расположены завихрители, во втулках которых смонтированы топливные форсунки. Воспламенение топлива в камере сгорания обеспечивают два воспламенителя.

Газовая трехступенчатая, осевая турбина компрессора предназначена для привода во вращение ротора компрессора, а также агрегатов, обслуживающих двигатель.

Ротор турбины состоит из трех рабочих колес, переднего и заднего валов, сцентрированных между собой. Ротор вращается на двух роликовых подшипниках. Передний подшипник установлен в картере турбины, задний – в промежуточной опоре турбины.

Лопатки в дисках закреплены при помощи хвостовика «елочного типа» и законтрены от осевых перемещений пластинчатыми замками. Перетекание газа между ступенями турбины ограничивают газовые лабиринтные уплотнения.

Статор турбины состоит из сопловых аппаратов трех ступеней турбины. Каждый сопловый аппарат имеет наружные и внутренние кольца, между которыми установлены лопатки, образующие каналы для газа, поступающего на лопатки рабочего колеса. Наружное кольцо образует тракт над рабочим колесом соответствующей ступени. Для обеспечения минимальных радиальных зазоров по наружному диаметру ротора турбины в наружное кольцо установлены металлокерамические вставки. Наружные кольца сопловых аппаратов, соединенные между собой, образуют силовую часть статора. Внутренние кольца сопловых аппаратов центрируются по нижним концам лопаток. Лопатки имеют возможность свободно расширяться при нагреве.

Промежуточная опора турбины является силовым узлом, в котором установлен задний подшипник ротора турбины компрессора.

Подшипник установлен в корпусе демпфера, прикрепленном болтами к несущему фланцу внутреннего корпуса. В корпусе демпфера размещен также

демпфер, назначение которого – снизить виброперегрузки при прохождении ротором турбины критической частоты вращения.

Для предохранения подшипника от воздействия высоких температур предусмотрена тепловая изоляция.

Внутренний и наружный кожухи промежуточной опоры, с приваренными к ним ребрами, образуют газовый тракт, по которому газ направляется к свободной турбине.

Свободная турбина – одноступенчатая, осевая, предназначена для привода центробежного нагнетателя газоперекачивающего агрегата. Роторы турбины компрессора и свободной турбины не имеют между собой механической связи.

Свободная турбина состоит из ротора, статора и опоры. Ротор, состоящий из рабочего колеса и вала, вращается в двух опорах: передняя – роликовый подшипник, задняя – пакет из роликового и шарикового подшипников. Оба подшипниковых узла установлены в опоре свободной турбины. Крепление лопаток в диске осуществлено при помощи хвостовиков «елочного типа». Лопатки законтрены от осевых перемещений пластинчатыми замками. На диске выполнен двухрядный лабиринт, который вместе с уплотнительным кольцом образует газовое лабиринтовое уплотнение.

Крутящий момент с вала ротора свободной турбины через шлицевую втулку, расположенную на его конце, передается на вал ротора центробежного нагнетателя посредством специального торсионного вала.

Статор турбины состоит из одного соплового аппарата сварной конструкции, имеющего наружное и внутреннее кольца. В профильные прорези наружного кольца входят лопатки, приваренные к нему сваркой. Противоположные концы лопаток свободно входят в профильные прорези внутреннего кольца. В наружном кольце установлены металлокерамические вставки. К внутреннему кольцу приварено кольцо – козырек, которое образует уплотнение, ограничивающее утечки газа из полости перед сопловым аппаратом.

Опора свободной турбины является основным силовым элементом свободной турбины.

Наружный силовой кожух, соединенный болтами с литыми ребрами, приваренными к внутреннему корпусу опоры, воспринимает усилия от статора и ротора и передает их через подвески на раму установки.

Во внутреннем корпусе опоры установлены передний и задний подшипниковые узлы ротора, демпфирующее устройство переднего подшипника, привод маслоагрегата.

Наружный и внутренний кожухи, соединенные пятью пустотелыми ребрами, образуют газовый тракт.

Пустотелые ребра использованы для размещения масляных и воздушных коммуникаций.

На опоре установлена коробка приводов свободной турбины и смонтированы цапфы задней подвески двигателя.

Для подвода воздуха на охлаждение наружной поверхности статора тур-

бины на статоре смонтирован кожух, выполненный из двух половин, скрепленных стяжными лентами.

Принцип работы двигателя

Воздух из атмосферы через входное устройство газоперекачивающего агрегата и входной канал передней опоры поступает на вход в компрессор, проходит через регулируемый входной направляющий аппарат компрессора, сжимается в осевом компрессоре и поступает в кольцевую камеру сгорания.

В камере сгорания воздушный поток делится на два: первичный поток (25%) и вторичный поток (75%).

Воздух первичного потока, перемешиваясь с топливным газом, поступающим через форсунки, участвует в процессе горения. Воздух вторичного потока, охлаждая стенки камеры сгорания, постоянно подмешивается к продуктам сгорания для получения необходимой температуры газа перед турбиной. Часть вторичного воздуха используется для охлаждения турбины компрессора.

Процесс сгорания идет при практически постоянном давлении в камере. Падение давления в конце камеры сгорания составляет не более 3% от полного давления за компрессором.

Воспламенение смеси топливного газа и воздуха при запуске двигателя происходит от двух воспламенителей, состоящих из пусковой форсунки и запальной свечи.

Продукты сгорания, имеющие высокую температуру и давление при выходе из камеры сгорания, обладают большой потенциальной энергией.

Продукты сгорания из камеры поступают последовательно на три ступени турбины компрессора и одну ступень свободной турбины, где потенциальная энергия преобразуется в механическую работу на валу.

Мощность, потребляемая компрессором и агрегатами, меньше мощности развиваемой турбинами. Избыток мощности через ротор свободной турбины передается на вал для привода центробежного нагнетателя газоперекачивающего агрегата.

За турбиной продукты сгорания выпускаются в атмосферу через выходную улитку ГПА.

Таблица 3.5.1. Основные параметры двигателя

Номинальный режим работы двигателя:	
мощность на выводном валу свободной турбины при $t_n=15^\circ\text{C}$, $p_n=760$ мм рт.ст.	8560 л.с. – 2% (6300 кВт – 2%)
частота вращения выводного вала	8200 об/мин. ($136,7\text{ с}^{-1}$)
эффективный КПД двигателя	23%
максимально допустимая температура газов перед свободной турбиной (средняя по 6 термопарам)	600 °C
Минимальный режим работы двига-	4200 л. с. (3100 кВт)

теля: мощность на выводном валу при $t_n=15^{\circ}\text{C}$, $p_n=760$ мм рт.ст.	
Рабочий диапазон изменения частоты вращения выходного вала:	
максимальная частота вращения, не более	8500 об/мин ($141,6 \text{ c}^{-1}$)
минимальная частота вращения	6150 об/мин ($102,5 \text{ c}^{-1}$)
Отборы воздуха от двигателя:	
на продувку фильтра входного устройства периодически на любом режиме	0,3 кг/с
на эжектор обдува статора	0,1 кг/с
для обогрева контейнера при $t_n \leq 0^{\circ}\text{C}$ на режимах от номинального и ниже	0,1 кг/с

Таблица 3.5.2. Характерные неисправности двигателя и способы их устранения

Неисправность, внешнее проявление	Вероятная причина	Метод устранения
Невыход двигателя на обороты малого газа	1. Раннее отключение ВС-12 центробежным выключателем 2. Недостаточная подача топлива в процессе запуска; при запуске прекращается рост оборотов двигателя выше 2500...3000 об/мин, температура газов перед свободной турбиной менее $350...400^{\circ}\text{C}$	1. Отрегулировать центробежный выключатель, если неисправен, заменить его. 2. Увеличить подачу топлива РВА 1 на дозирующем устройстве; уменьшить давление топливного газа на входе в на дозирующем устройстве до 20 кг/см^2
Велики или малы обороты малого газа	1. Неточная регулировка оборотов малого газа 2. Неисправен ОГ-12	1. Отрегулировать обороты малого газа винтом «Н» на ОГ-12 2. Заменить ОГ-12

Срабатывание защиты «Засорение маслосистемы двигателя металлической стружкой»	1. Наличие стружки в масле 2. Неисправность цепи подключения фильтра РС-2 3. Короткое замыкание между секциями анализатора или между секциями и контактной пластинкой фильтра РС-2	1. Произвести осмотр главного масляного фильтра РС-2; при наличии стружки на фильтрах выяснить причину ее образования и принять решение совместно с заводом-изготовителем о пригодности двигателя к дальнейшей эксплуатации 2. Проверить исправность цепи подключения фильтра РС-2 3. Проверить пробником секции фильтра РС-2 на отсутствие короткого замыкания
---	--	---

Параметры, замеряемые при эксплуатации двигателя

1. Температура газов перед свободной турбиной. Замеряется термопарами Т-80-Т и выводится на показывающий прибор и самописец. Термопары расположены в шести точках на проставке турбины.
2. Частота вращения ротора турбокомпрессора. Замеряется электротаксометром ДТЭ-2. Датчик тахометра ДТЭ-2 расположен на верхней коробке приводов.
3. Частота вращения свободной турбины. Замеряется электротаксометром ДТЭ-2. Датчик тахометра ДТЭ-2 расположен на коробке приводов свободной турбины.
4. Давление топливного газа перед дозатором газа ДГ-12. Замеряется электроконтактным манометром. Штуцер замера расположен на трубопроводе подвода газа к ДГ-12.
5. Давление масла на входе в турбокомпрессор. Замеряется электроконтактным манометром. Штуцер замера расположен с правой стороны на угольнике передней опоры.
6. Давление масла на входе в опору свободной турбины. Замеряется электроконтактным манометром. Штуцер замера расположен на маслоподводящей колонке свободной турбины.
7. Температура масла на входе в двигатель. Замеряется термометром сопротивления и выводится на регистратор. Штуцер замера расположен на трубопроводе подвода масла в двигатель.
8. Температура масла на выходе из двигателя. Замеряется аналогично. Штуцер замера расположен на трубопроводе выхода масла из двигателя.
9. Давление масла в стартере ВС-12. Замеряется электроконтактным манометром. Штуцер замера расположен на стартере.
10. Давление пускового газа на входе в ВС-12. Замеряется электроконтактным манометром. Штуцер расположен на трубопроводе подвода пускового

го газа к ВС-12.

11. Вибрации двигателя. Замеряются двумя датчиками вибраций МВ-03-З.

Датчики расположены:

- один с левой стороны на горизонтальном фланце картера компрессора около картера турбины;
- второй – на колонке подвода масла в свободную турбину.

3.6. Нагнетатели и компрессоры природного газа.

Типы нагнетателей

По своему назначению компрессоры – технологические машины. Они потребляют энергию и осуществляют перемещение и сжатие различных газообразных сред. По принципу работы различают: компрессоры объемного действия – поршневые, роторные и другие; компрессоры динамического действия – центробежные, центробежно-осевые (радиальные) и осевые (лопастные).

Нагнетателями природных газов принято называть лопаточные компрессорные машины центробежного действия с соотношением давления сжатия свыше 1,1 и не имеющие специальных устройств для охлаждения газа в процессе сжатия. Принцип их действия, как и других центробежных машин, заключается в том, что рабочему телу в результате действия центробежной силы сообщается дополнительная потенциальная и кинетическая энергия. При этом повышается давление газа.

Все нагнетатели можно разделить на два класса: неполнонапорные (одноступенчатые) (рисунок №3.6.1.) и полнонапорные (рисунок №3.6.2.). первые, имеющие степень сжатия в одном нагнетателе 1,25 – 1,27, используются при последовательной схеме компримирования газа на КС, вторые – полнонапорные, имеющие степень сжатия 1,45 – 2,2, используются при параллельной схеме обвязки КС.

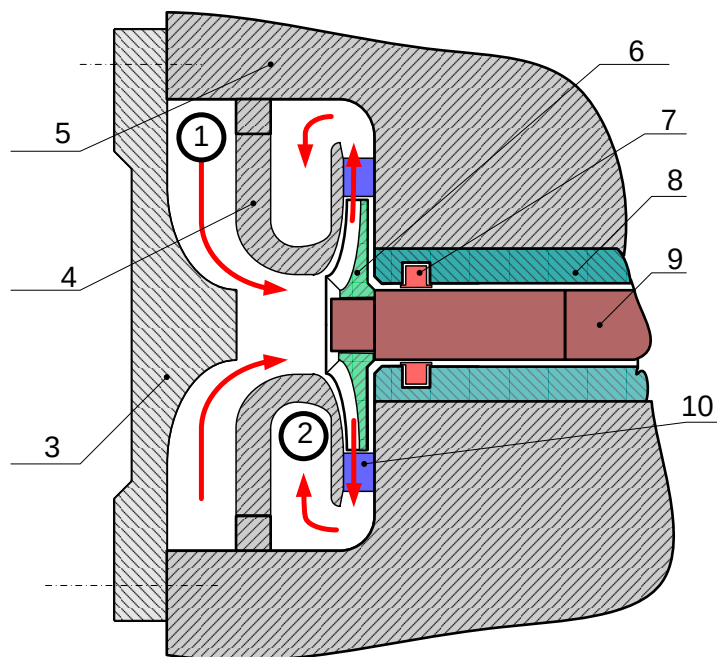


**Рисунок №3.6.1. Неполюнапорный одноступенчатый нагнетатель
370-18 агрегата ГТК-10-4:**

1 - Вход газа в нагнетатель; 2 - Выход газа из нагнетателя; 3 - Крышка нагнетателя; 4 - Обратный направляющий аппарат; 5 - Корпус нагнетателя; 6 - Рабочее колесо;
7 - подшипник скольжения; 8 - Втулка; 9 - Вал ротора; 10 - Лопаточный диффузор.

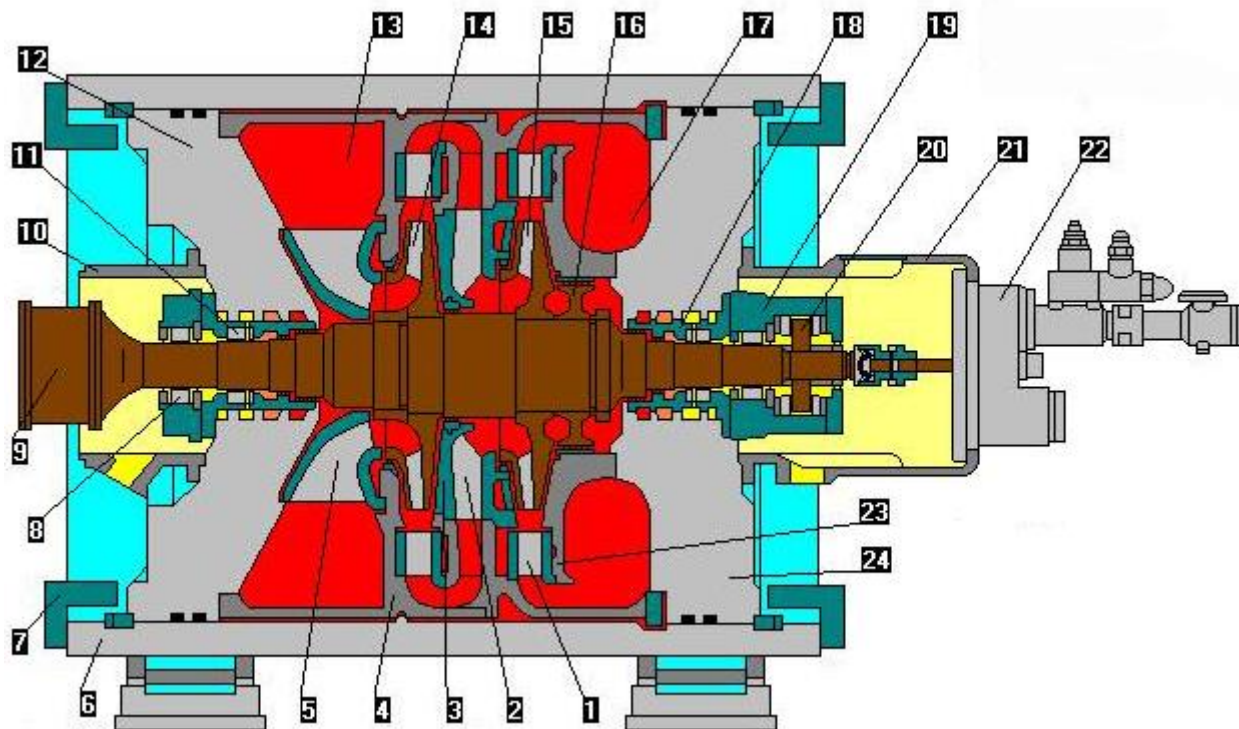


**Рисунок №3.6.2. Полнонапорный двухступенчатый нагнетатель
НЦ-16/76 агрегата ГПА-Ц-16:**

1 – выходной направляющий аппарат; 2 – обратный направляющий аппарат;

3 – уплотнение; 4 – корпус СПЧ; 5 – направляющий аппарат; 6 – корпус нагнетателя; 7 – сигменты; 8-опорный подшипник;9- зубчатая муфта;10,21- крышка; 11,18- торцевое уплотнение;12,24- крышка СПЧ;13-улитка;14,15-рабочие колеса; 16—разгрузочный диск;17-выходной коллектор; 19 – опорно-упорный подшипник; 20-гребень;22 – блок масляных насосов;

Общие сведения о работе нагнетателей.

Правила работы центробежной машины.

Нагнетатель является центробежной машиной кинетического сжатия, в которой давление газа повышается при непрерывном принудительном давлении потока за счет энергии привода. Передача энергии привода потоку газа с вала нагнетателя осуществляется рабочим колесом с криволинейными лопатками (рисунок 3.6.3.)

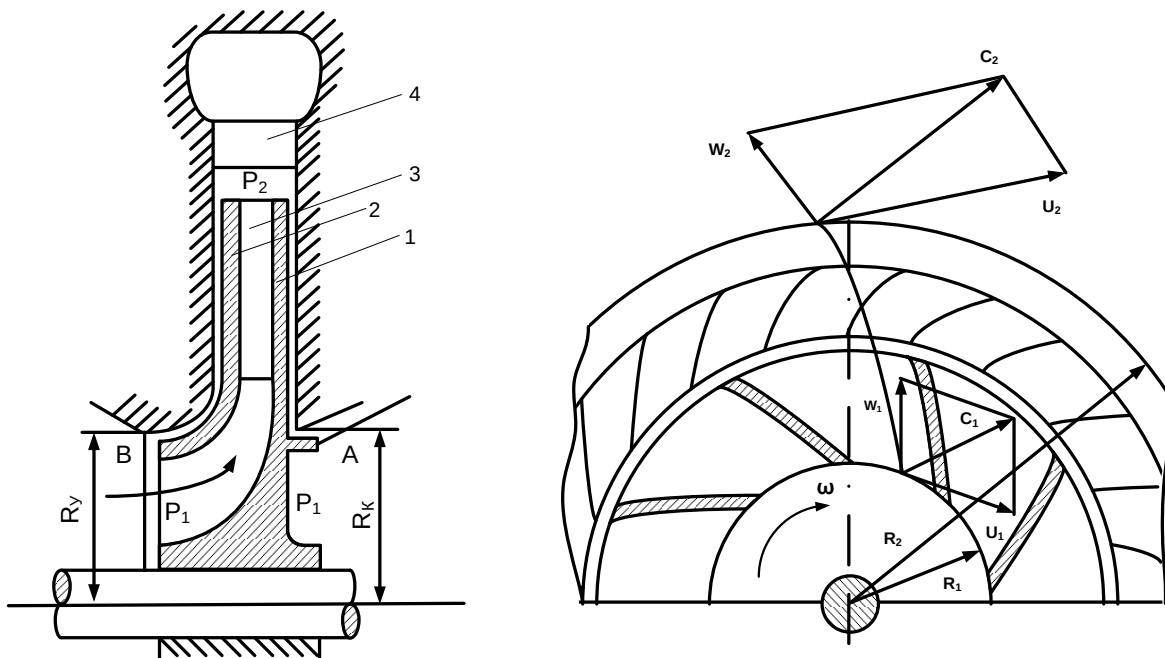


Рисунок 3.6.3. Разрез ступеней центробежной машины.

Параллелограммы скоростей на входе и выходе межлопаточных каналов:

- 1- основной диск рабочего колеса; 2 – покрывной диск;
3 – профилированная лопатка; 4 – отвод; 5 - подвод

Рабочее колесо закрытого типа состоит из основного диска 1 с лопатками 3 и закрывающего люка 2. Лопатки, отогнутые назад относительно направления вращения, образуют профилированные расширяющиеся каналы, ограниченные диаметрами D_1 и D_2 . Входное сечение рабочего колеса определяется диаметрами D_3 и D . Энергия привода через вал нагнетателя диаметром D_0 , в виде крутящего момента передается рабочему колесу. Поток газа, двигаясь от входного сечения рабочего колеса, поступает в межлопаточные каналы и, вовлекаясь во

вращательное движение вокруг оси О-О, под действием центробежных сил перемещается к его периферии.

Будем считать, что на входе в лопаточный канал окружная скорость газового потока равна U_1 , относительная W_1 . На выходе соответственно U_2 , W_2 . Векторная сумма этих скоростей позволяет определить величину абсолютных скоростей газового потока на входе C_1 и выхода C_2 из лопаточного канала.

В случае отсутствия вязкого трения, без учета сжимаемости, на основании уравнения Бернулли для потока газа в межлопаточном канале можно записать:

$$P_1 + \rho W_1^2/2 + \rho U_1^2/2 = P_2 + \rho W_2^2/2 + \rho U_2^2/2 \quad (3.6.1.)$$

Где P_1 и P_2 - давление в газовом потоке на входе и выходе из лопаточного канала;

ρ - плотность газа.

Уравнение Бернулли, представляющее собой частный случай закон сохранения энергии газового потока перепишем в виде:

$$P + \rho/2(W^2 + U^2) = \text{const.} \quad (3.6.2.)$$

На основании этого уравнения следует вывод: во-первых, в потоке газа при установившемся движении сумма статического давления и динамического давления (скоростного напора) есть величина постоянная; во-вторых, при увеличении скорости увеличения потока давление в нем падает и наоборот.

С другой стороны, для потока газа в лопаточном канале будет выполняться закон постоянства расхода. Этот закон позволяет определить, что при установившемся давлении газа его массовая секундная подача постоянна для любого сечения лопаточного канала

$$P f_1 W_1 = P f_2 W_2 = \text{const} \quad (3.6.3.)$$

где f_1 и f_2 – площади поперечного сечения канала соответственно на входе и выходе.

Откуда видно, что увеличение площади поперечного сечения потока приводит к снижению его скорости, и наоборот. Таким образом, рассмотренный закон позволяет установить характер изменения относительной скорости потока газа в лопаточном канале рабочего колеса (рисунк 3.6.4.).

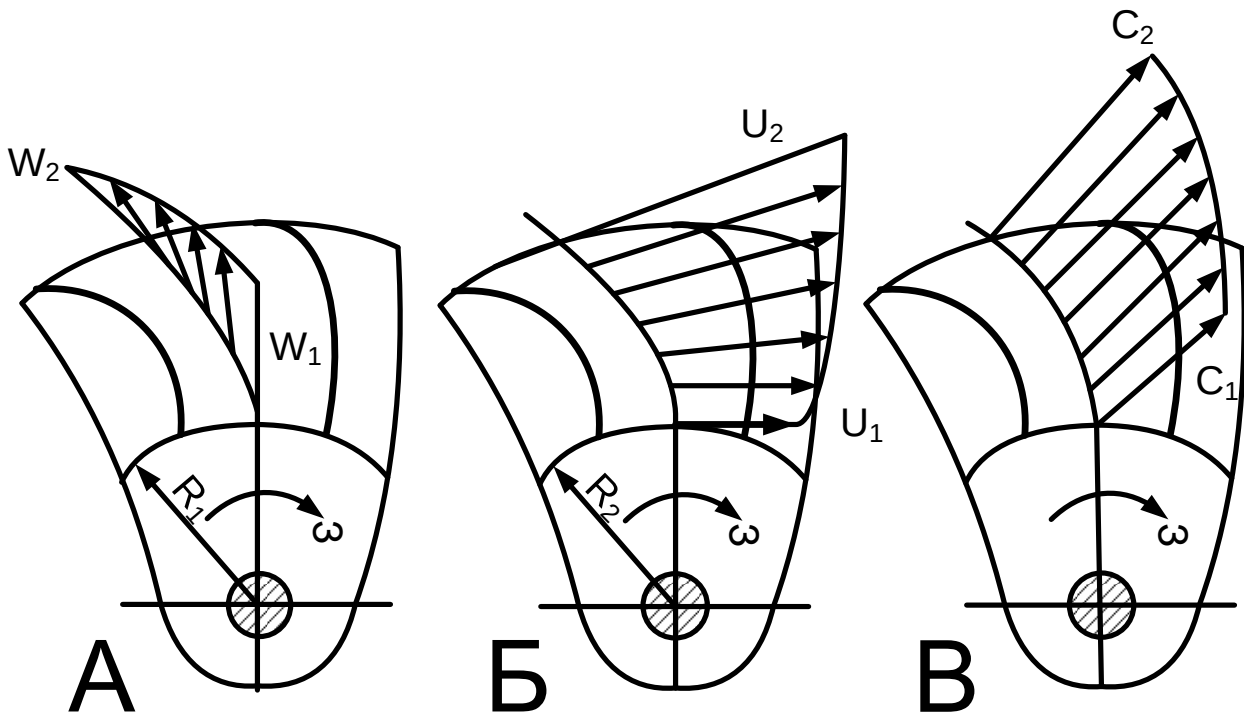


Рисунок 3.6.4. Изменение составляющих скоростей потока газа в межлопаточном канале:

а – для относительной скорости; б – для окружной скорости;
в – для абсолютной скорости

Снижение относительной скорости при движении газа от входа к выходу по лопаточному каналу, как следует из равенства (3.6.2.), будет сопровождаться ростом давления, то есть увеличение потенциальной энергии потока.

Окружная скорость потока газа на входе и выходе из лопаточного канала определяется зависимостями:

$$U_1 = \omega R_1; U_2 = \omega R_2 \quad (3.6.4.)$$

где ω – угловая скорость вращения рабочего колеса.

Откуда следует, что с увеличением радиуса рабочего колеса окружная скорость потока растет (рисунок 3.6.4. Б)

Анализ распределения относительной и окружной скорости дает возможность установить характер изменения абсолютной скорости потока газа в канале рабочего колеса (рисунок 3.6.4. В).

Представим уравнение (3.6.1.) в виде:

$$P = P_2 - P_1 = \rho/2(W_{12}^2 - W_{22}^2) + \rho/2(U_{22}^2 - U_{12}^2) \quad (3.6.5.)$$

Уравнение (3.6.5.) показывает, что повышение давления газа в канале вращающегося колеса происходит благодаря преобразованию кинетической

энергии относительного движения (1-ый член уравнения) и работе центробежных сил (2-й член уравнения). Работа центробежных сил на пути движения газа по межлопаточным каналам рабочего колеса сопровождается увеличением абсолютной скорости и ростом кинетической энергии потока.

В конструкцию центробежной машины кроме рабочего колеса входят подвод 5 и отвод 4 (см. рисунок 3.6.3.). В некоторых машинах подвод и отвод выполняют в виде специальных, направляющих газовый поток, лопаточных устройств.

Подводом называется часть проточной полости центробежной машины, предназначенная для создания равномерного осесимметричного газового потока на входе в рабочее колесо. Подвод изготавливается в форме сужающегося канала, в котором осуществляется поворот газового потока перед входом в рабочее колесо. Он обеспечивает осевое осесимметричное движение газа без закручивания потока. Повышение скорости потока в сужающемся канале необходимо для снижения потерь энергии.

Отводом называется часть проточной полости машины, в которой кинетическая энергия преобразуется в потенциальную.

Наиболее распространенным в центробежных машинах является лопаточный отвод с кольцевой полостью (рисунок 3.6.5.).

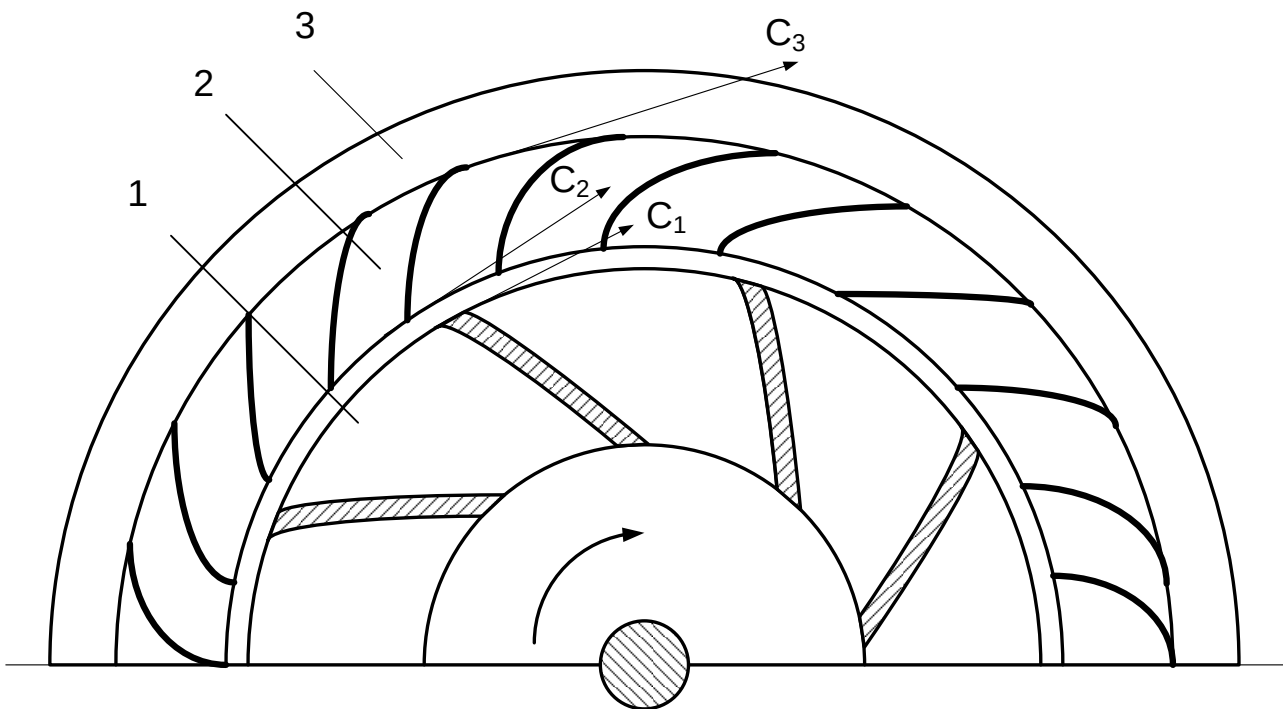


Рисунок 3.6.5. Лопаточный отвод с кольцевой полостью:

1 – рабочее колесо; 2 – отвод лопаточный (диффузор);

3 – кольцевая полость

Лопаточный отвод 2 представляет собой диффузор с профилированными лопатками. В лопаточном диффузоре поток газа поворачивает и скорость его движения уменьшается, т.е. $C_3 < C_2$. Поворот потока приводит к уменьшению

гидравлических потерь, а снижение скорости – к росту давления. Кольцевая полость 3 является безлопаточным диффузором, в котором происходит дальнейшее снижение скорости вследствие увеличения проходной площади из-за роста радиуса.

Таким образом, лопаточный диффузор с кольцевой полостью, играющей роль безлопаточного диффузора, является конструктивным элементом центробежной машины, где происходит преобразование кинетической энергии движущегося газового потока в потенциальную.

Лопаточному диффузору обычно предшествует укороченный безлопаточный, в котором происходит выравнивание скоростей потока после рабочего колеса 1. Укороченный безлопаточный диффузор улучшает работу лопаточного и снижает уровень шума при работе машины.

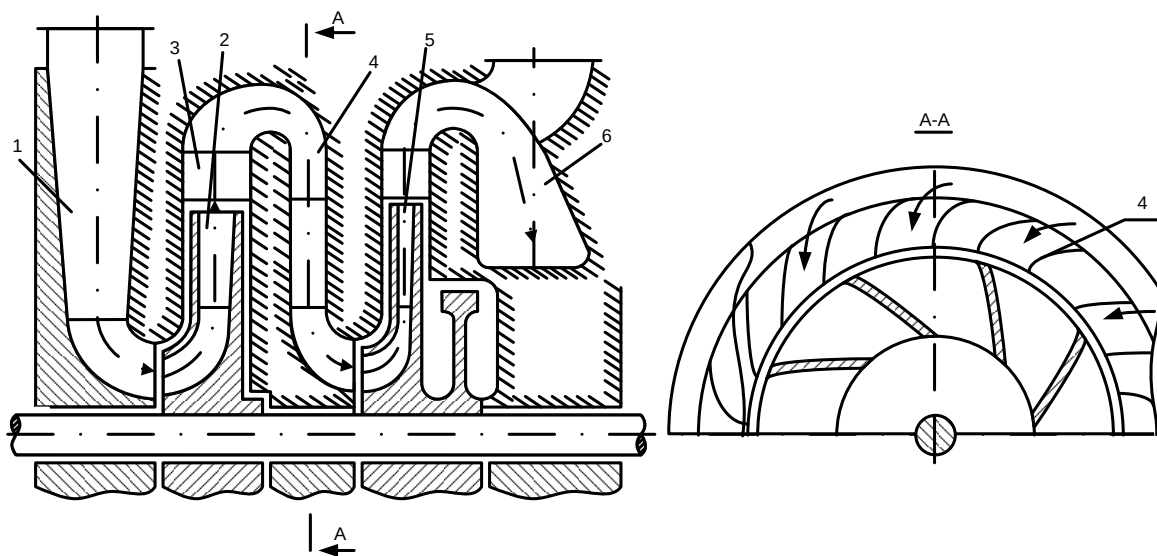


Рисунок 3.6.6. Схема двухступенчатой центробежной машины:

- 1 – входное устройство (подвод); 2,5 – рабочие колеса 1-й и 2-й ступеней;
3,8 – диффузоры; 4 – обратный направляющий аппарат;
6 – улитка входного устройства; 7 – разгрузочный диск

В многоступенчатых машинах (рисунок 3.6.6.) для подвода газа к следующей ступени служит обратный направляющий аппарат 4. После выхода газа из диффузора 3 первой ступени поток газа поворачивается к центру и по неподвижным криволинейным каналам обратного направляющего аппарата 4 при мало изменяющейся скорости поступает к рабочему колесу второй ступени. На выходе из обратного направляющего аппарата лопатки его имеют радиальное или близкое к радиальному направление, с тем чтобы обеспечить подвод газа к следующему рабочему колесу без закрутки, осесимметрично.

В рабочем колесе второй ступени сечение проточной части выполняется уже, чем у первой. Это делается из-за сжатия газа в первой ступени и уменьшения его объема, поступающего ко второй. Практически сужение проходного сечения достигается уменьшением ширины выходного канала рабочего колеса

при сохранении его наружного и внутреннего диаметров постоянными.

За последней ступенью центробежной машины устанавливается улитка 6, служащая для направленного движения потока газа к нагнетающему трубопроводу. В улитке происходит выравнивание скоростей, замедление движения потока и увеличение давления. Практически улитка является разновидностью безлопаточного диффузора.

Силы и моменты, действующие в нагнетателе

При работе нагнетателя на его детали и узлы действуют различного характера и происхождения нагрузки в виде сил и моментов. Осевые силы возникают в нагнетателе в результате разных по значению и направлению давлений, действующих на внешние поверхности рабочих колес.

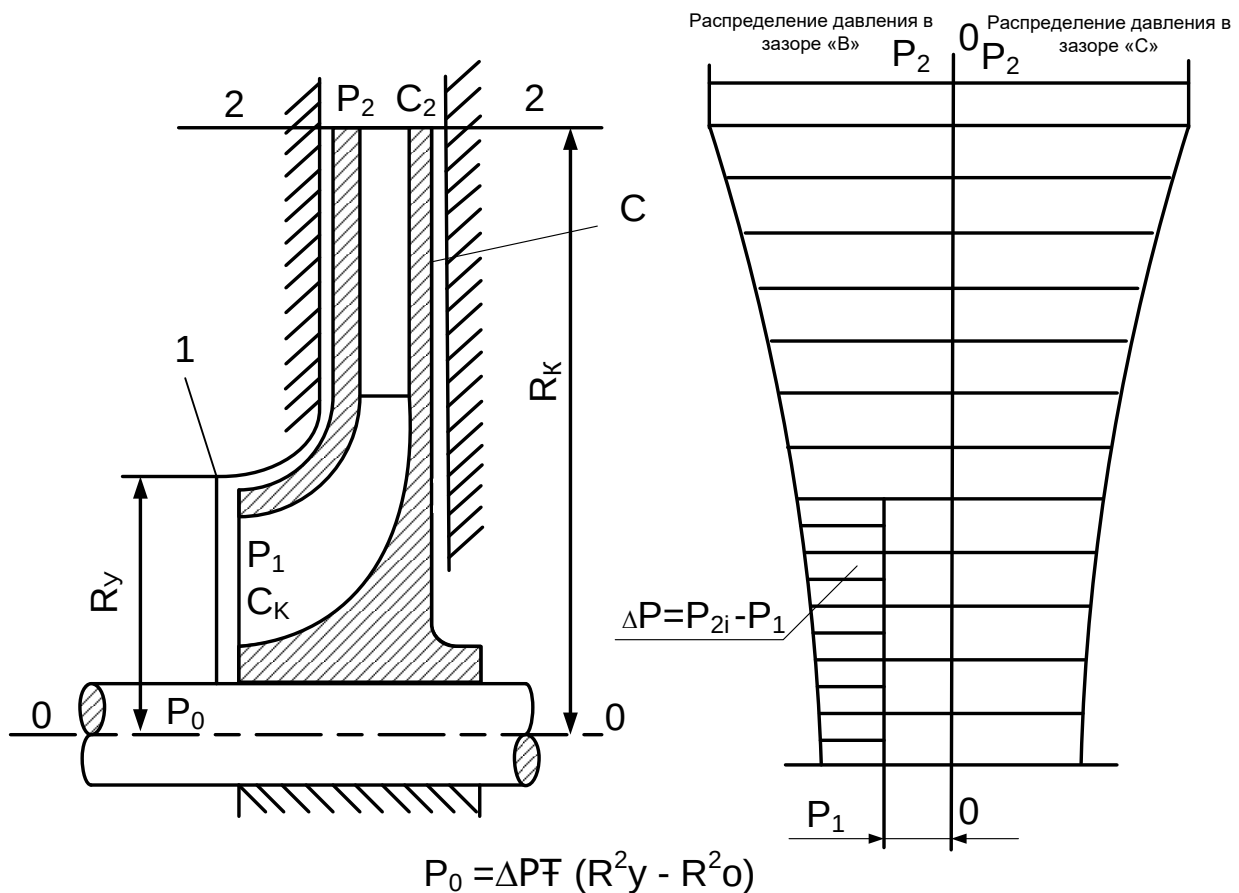


Рисунок 3.6.7. Распределение осевых давлений по наружным поверхностям колеса центробежной машины

Для определения осевой силы, действующей на закрытое колесо центробежной машины (рисунок 3.6.7.), выделим два сечения: 1-1 на входе и 2-2 на выходе из колеса. Пусть в сечении 1-1 осевая скорость газа и давление соответственно равны C_1 и P_1 , а в сечении 2-2, на выходе из колеса, абсолютная скорость газа C_2 и давления P_2 . При наличии уплотнения а на входном диаметре колеса конечное давление распространяется в полости зазоров в и с перед

и за колесом.

Из-за относительной малости зазоров, а также действия на частицы газа центробежных сил, давление, действующее на наружные поверхности рабочего колеса, по мере приближения к оси вращения будет уменьшаться.

Силы давления, действующие на обе стороны колеса, по величине не равны между собой. Это приводит к появлению осевой силы P_0 (рисунок 3.6.7.), приложенной к колесу и направленной в сторону входа. Величина осевой силы в нагнетателях достигает десяти тонн и более. Уменьшить ее можно с помощью специальных конструктивных элементов.

Из диаграммы распределения внешних давлений на рабочем колесе центробежной машины следует, что осевая сила является результатом неравенства давлений перед колесом и за ним в пределах радиусов вола R_0 и уплотнения R_y . Если на основном диске колеса с радиусом R_y по окружности установить уплотняющее цилиндрическое кольцо K , а полости B и A (рисунок 3.6.8.) соединить трубопроводом, то давления перед колесом (на выходе) и за ним будут уравновешены. Разность осевых давлений в зазорах b и c (см. рисунок 3.6.7.) будет весьма малой или равной нулю. Такой способ уравновешивания удобен, прост и поэтому широко распространен.

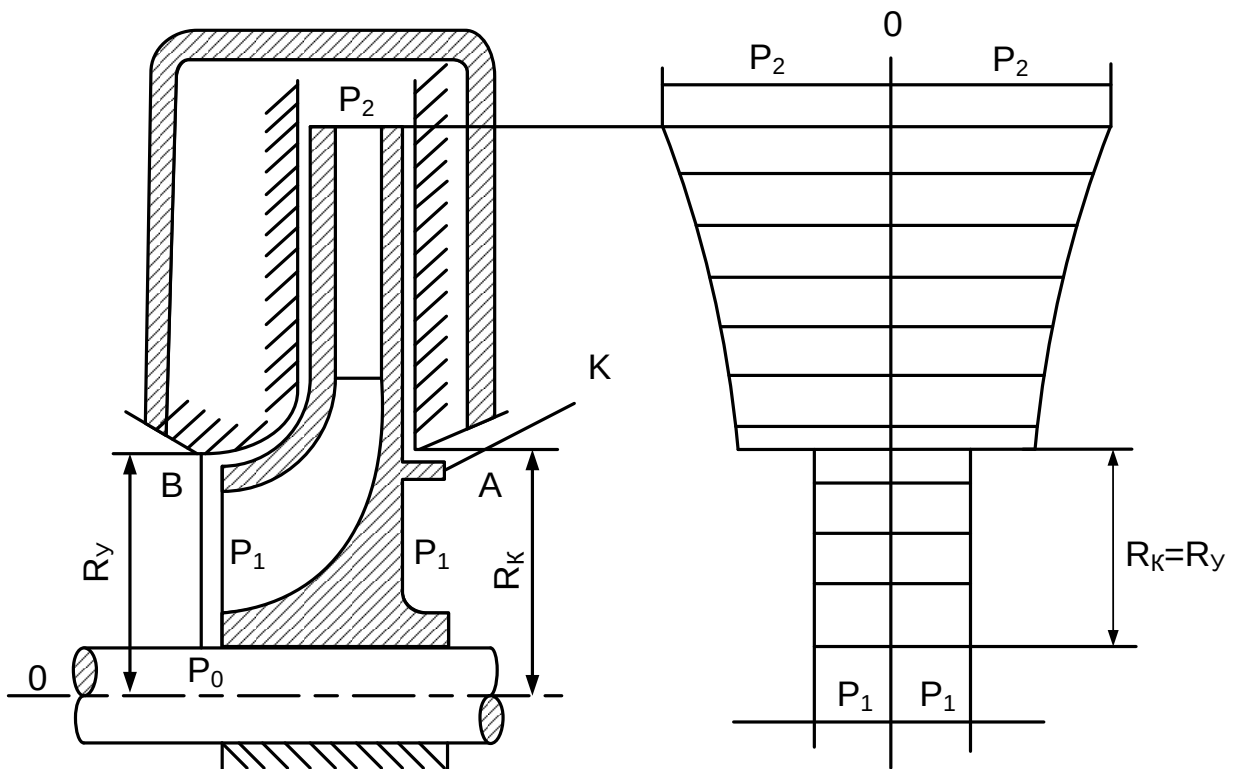


Рисунок 3.6.8. Уравновешивание осевой силы выравниванием давлений.

В конструкциях многоступенчатых центробежных машин осевая сила, как правило, уравновешивается специальным диском, называемым разгрузочным. Разгрузочный диск жестко крепится на валу машины за последним рабочим колесом (рисунок 3.6.9.). Поверхность d между диском и корпусом уплот-

нена. Если полости В и Б соединить трубопроводом, то в результате разницы давлений, действующих на разгрузочный диск, появляется уравнивающая сила P_0 , приложенная к диску. Величина ее зависит от площади разгрузочного диска.

Несмотря на специальные конструктивные мероприятия, полностью устранить осевую силу, действующую на ротор, не удастся. Поэтому в конструкции нагнетателя всегда предусматривается постановка упорного подшипника.

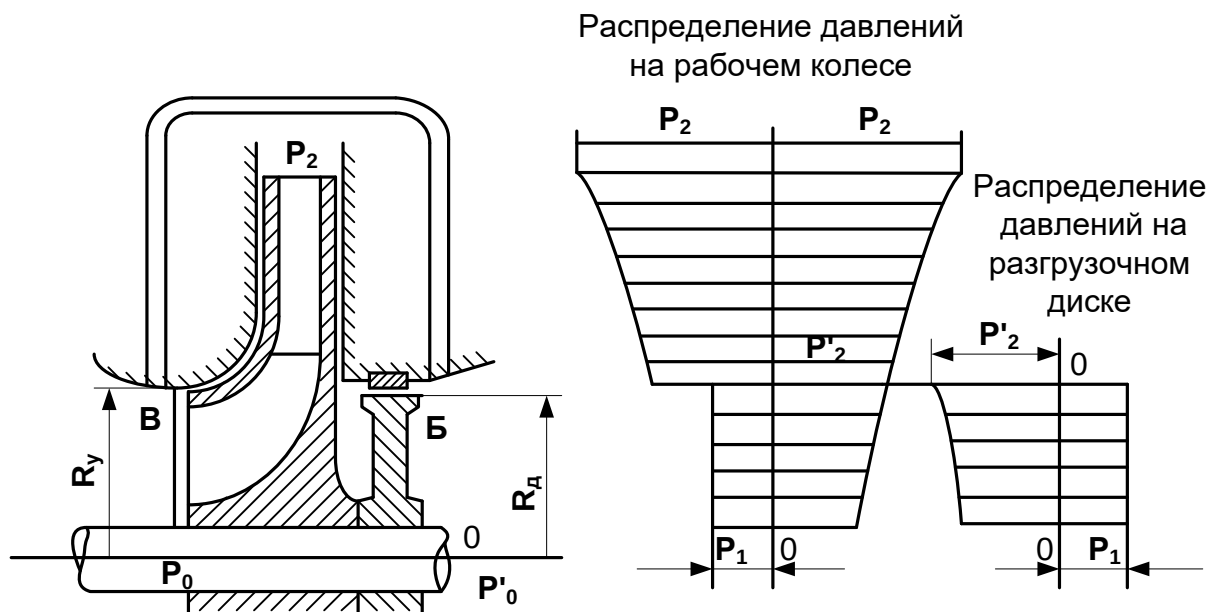


Рисунок 3.6.9. Уравнивание осевой силы при помощи разгрузочного диска.

Радиальные газовые силы, действующие в горизонтальной плоскости центробежных машин, возникают на входе и выходе из рабочего колеса и обуславливаются влиянием подвода и отвода. Давление в подводе и отводе является постоянным по длине только на расчетном режиме с оптимальной подачей Q_0 . При изменении условий в отводящем трубопроводе могут появиться причины отклонения подачи от оптимальной. Так при $Q < Q_0$ в подводе и отводе скорость перемещения газового потока будет снижаться, а давление – расти. При $Q > Q_0$ в подводе и отводе скорость потока будет увеличиваться, а давление – падать. Изменяющиеся давления в сумме дают радиальную силу, действующую на ротор центробежной машины. Эта нагрузка через подшипники передается на корпус.

К радиальным относятся силы веса ротора, передающиеся через опорные подшипники на корпус.

Радиальным и инерционным являются центробежные силы, которыми оказываются нагружены рабочие колеса ротора. Реальный ротор имеет статическую или динамическую неуравновешенность, что приводит к возникновению

сил и моментов, способных вызвать опасные вибрации нагнетателя.

Мощность от привода в виде крутящего момента передается на вал нагнетателя. При взаимодействии с газовым потоком в вале ротора возникают скручивающие усилия. Благодаря газодинамической связи крутящий момент передается и на корпус центробежной машины. Последний вызывает скручивающие усилия в корпусных деталях и усилия растяжения-сжатия в опорах нагнетателя.

Таким образом, при работе нагнетателя на его узлы и детали действуют различного характера силы и моменты. Для обеспечения нормальной работоспособности необходимо, чтобы все нагруженные детали и узлы нагнетателя обладали достаточной прочностью.

Газодинамические характеристики нагнетателя

Газодинамические характеристики служат для определения оптимального режима работы нагнетателя в зависимости от внешних условий и параметров перекачиваемого газа.

Характеристикой центробежного нагнетателя называется зависимость степени повышения давления

$$\Pi = P_{\text{вых}}/P_{\text{вх}}, \quad (3.6.6.)$$

Политропического коэффициента полезного действия $\eta_{\text{пол}}$ и внутренней мощности от производительности Q при различных частотах вращения ротора n .

Газодинамические характеристики нагнетателя определяются экспериментально при испытании на воздухе.

Для контроля в эксплуатации применяются размерные характеристики. Типовая размерная характеристика нагнетателя, построенная по объемной производительности на входе $Q_{\text{вх}}$, приведена на рисунке 3.6.10.

Отличительной особенностью таких характеристик является то, что они зависят от величины газовой постоянной R перекачиваемого газа и температуры газа на входе в нагнетатель.

Для того, чтобы размерные характеристики были пригодны для природных газов различного состава и для любых температур газа на входе в нагнетатель, их приводят к фиксированным, целесообразно выбранным условиям. Такие характеристики называются приведенными.

Приведенные характеристики строятся на основе натурных испытаний во всем возможном рабочем диапазоне величин производительности вплоть до границы неустойчивой работы нагнетателя.

Неустойчивые режимы работы возникают при пониженных значениях производительности нагнетателя (рисунок 3.6.10.). Режим помпажа является

недопустимым в эксплуатации. На режиме помпажа возникают повышенные пульсации давления газа на выходе из нагнетателя (величина пульсации давления увеличивается в 10 раз и более), газ подается в трубопровод толчками, резко возрастают динамические напряжения в рабочих лопатках нагнетателя и других его элементах, существенно падает коэффициент полезного действия нагнетателя. Помпаж сопровождается существенными колебаниями осевой силы, часто приводит к осевому сдвигу ротора нагнетателя, разрушению упорных подшипников, заклиниванию ротора нагнетателя.

При случайном уменьшении подачи газа до Q_1 давление в сети малого объема понизится до P_1 , в то же время нагнетатель может стабильно работать с производительностью Q_1 только при давлении на выходе $P_2 > P_1$. Производительность компрессора начнет возрастать и достигнет своей первоначальной величины. Если сеть имеет большую емкость, что характерно для нагнетания в магистральный газопровод, давление на выходе нагнетателя не уменьшается мгновенно при случайных колебаниях его производительности. Но и в этом случае при уменьшении подачи нагнетатель не может стабильно работать в новом режиме т.к. давление P нагнетателя не соответствует производительности Q_1 и подача возрастает, достигая первоначального значения. Аналогичная картина наблюдается при случайном увеличении производительности нагнетателя. Очевидно, стабильность обеспечивается, пока dP/dQ сети больше dP/dQ нагнетателя.

Это условие удовлетворяется на правой ветви характеристики нагнетателя. Для сети с большим объемом неустойчивость появляется в точке M характеристики нагнетателя, где касательная параллельна оси абсцисс, какая бы ни была проходящая через эту точку характеристика сети. При случайном небольшом уменьшении расхода давление в системе из-за большого объема вначале не меняется, в то время как нагнетатель больше не в состоянии создать это давление. Поэтому производительность нагнетателя дальше уменьшается и режим сжатия переходит в точку A , где газ течет в обратном направлении. Давление в системе постепенно падает, благодаря чему режим перемещается вдоль характеристики от A до B . дальнейшее понижение давления способствует скачку режима к точке C . В связи с увеличением подачи газа давление в сети вновь возрастает, пока не достигнет точки M , и процесс повторяется. Описанный периодический процесс и называется помпажем.

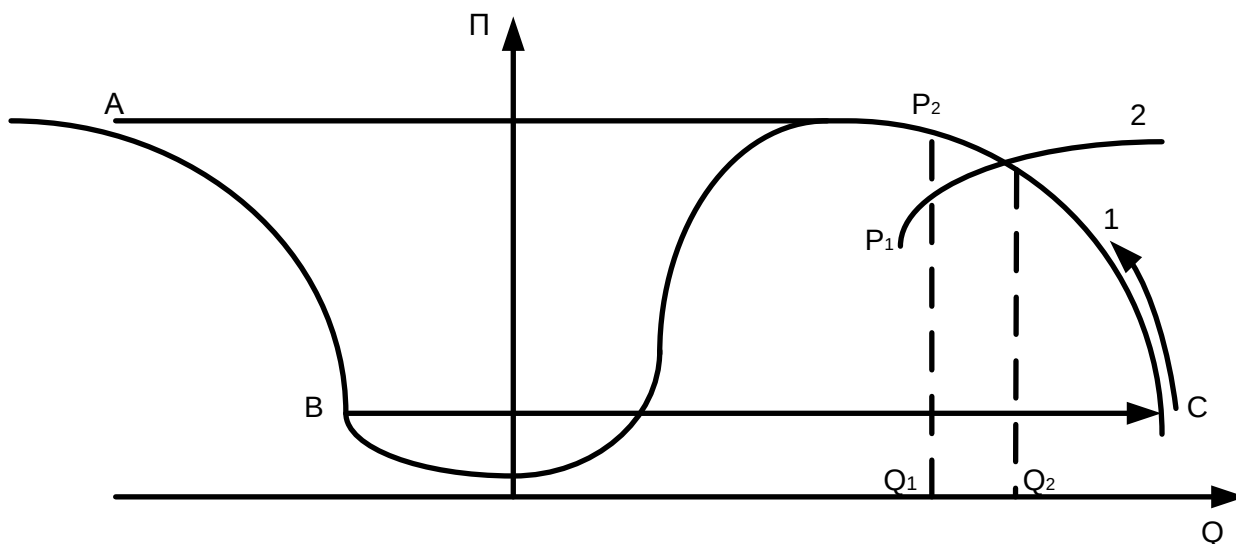


Рисунок 3.6.11. К понятию о помпаже нагнетателя

Частота и амплитуда пульсаций потока при помпаже зависят от объема сети V . На рисунке 3.6.2.10. приведен график зависимости безразмерной амплитуды пульсаций $\Delta \bar{P} = \Delta P / P$ и частоты пульсаций f от объема сети между дросселем и выходным патрубком нагнетателя.

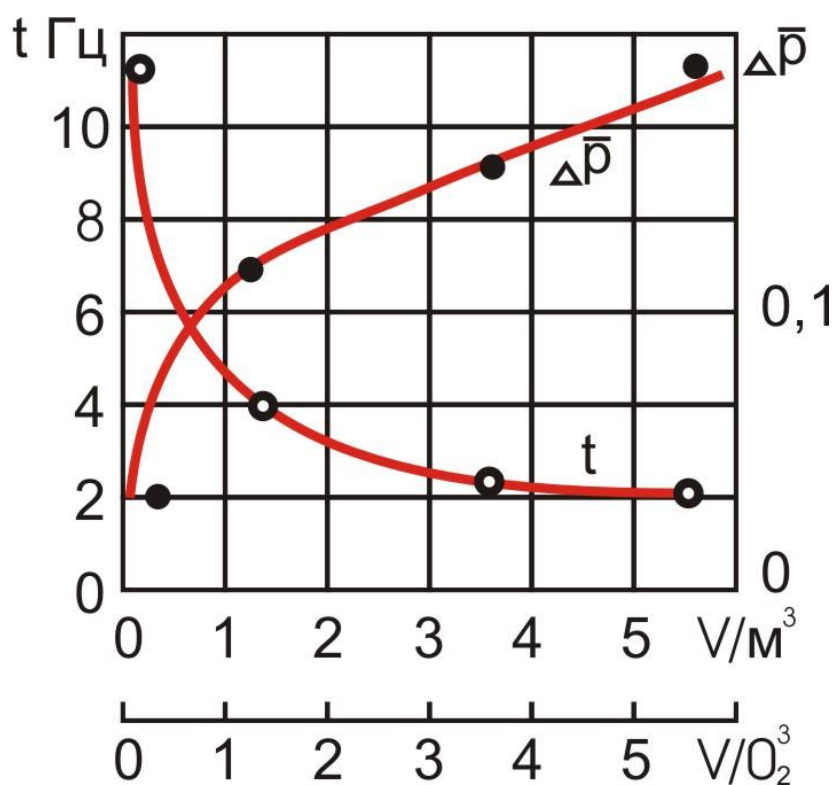


Рисунок 3.6.12. Зависимость амплитуды и частоты пульсации давления при помпаже нагнетателя от объема между нагнетателем и дросселем

В эксплуатации необходим строгий контроль за режимом работы нагне-

тателя, объемная производительность которого не должна подходить к границе помпажа ближе чем на 10%. Границе помпажа определяется экспериментально при различных значениях частоты вращения ротора и наносится на газодинамические характеристики нагнетателя.

Степень близости режима работы нагнетателя к помпажу рекомендуется оценивать по величине приведенной объемной производительности. Приведенные характеристики позволяют рассчитать режим работы нагнетателя, а также оценить степень близости режима к границе помпажа. При этом в расчетах используются соответствующие формулы приведения.

Получили распространение два типа приведенных характеристик нагнетателя.

Первый тип характеристик представляет собой зависимость величин π , $\eta_{\text{пол}}$, приведенной внутренней мощности $(N_i/\rho_{\text{вх}})_{\text{пр}}$ нагнетателя от приведенного объемного расхода газа на входе в нагнетатель $Q_{\text{пр}}$ при различных значениях приведенной относительной частоты вращения ротора:

$$\pi, \eta_{\text{пол}}, (N_i/\rho_{\text{вх}})_{\text{пр}} = f [Q_{\text{пр}}, (n/n_{\text{нор}})_{\text{пр}}] \quad (3.6.7.)$$

$$\text{где } (N_i/\rho_{\text{вх}})_{\text{пр}} = (N_i/\rho_{\text{вх}}) (n_{\text{нор}}/n)^3 \quad (3.6.8.)$$

$$Q_{\text{пр}} = Q_{\text{вх}} (n_{\text{нор}}/n) \quad (3.6.9.)$$

$$(n/n_{\text{ном}})_{\text{пр}} = n/n_{\text{ном}} (Z_{\text{пр}} R_{\text{пр}} T_{\text{пр}} / Z_{\text{вх}} R T_{\text{вх}})^{1/2} \quad (3.6.10.)$$

Характеристики второго типа отражают следующую зависимость:

$$\pi, P_{\text{вх}}, N_i = f(Q_{\text{ком.пр}} (n/n_{\text{ном}})_{\text{пр}}) \quad (3.6.11.)$$

Она строится не по объемному расходу на входе в нагнетатель, а по коммерческому приведенному расходу $Q_{\text{ком.пр}}$. коммерческая производительность $Q_{\text{ком}}$ - это величина объемного расхода газа на выходе из нагнетателя, пересчитанного на условия состояния газа, соответствующие стандарту при $T=293$ К; $P=0,101$ МПа; относительная влажность равна нулю.

$$Q_{\text{ком.пр}} = Q_{\text{ком}} (Z_{\text{вх}} R_{\text{пр}} T_{\text{вх}} / Z_{\text{пр}} R T_{\text{пр}})^{1/2} \quad (3.6.13.)$$

Техническое описание центробежного нагнетателя

Нагнетатель НЦ-6,3 представляет собой многоступенчатую центробежную машину с вертикальным разъемом. Нагнетатель является унифицированным и может создавать различное давление в зависимости от конструкции проточной части. Он состоит из следующих основных узлов: корпус нагнетателя с крышками; внутренний корпус; ротор; концевые уплотнения ротора; опорный подшипник; опорно-упорный подшипник; блок маслоснабжения (рисунок 3.6.13.).

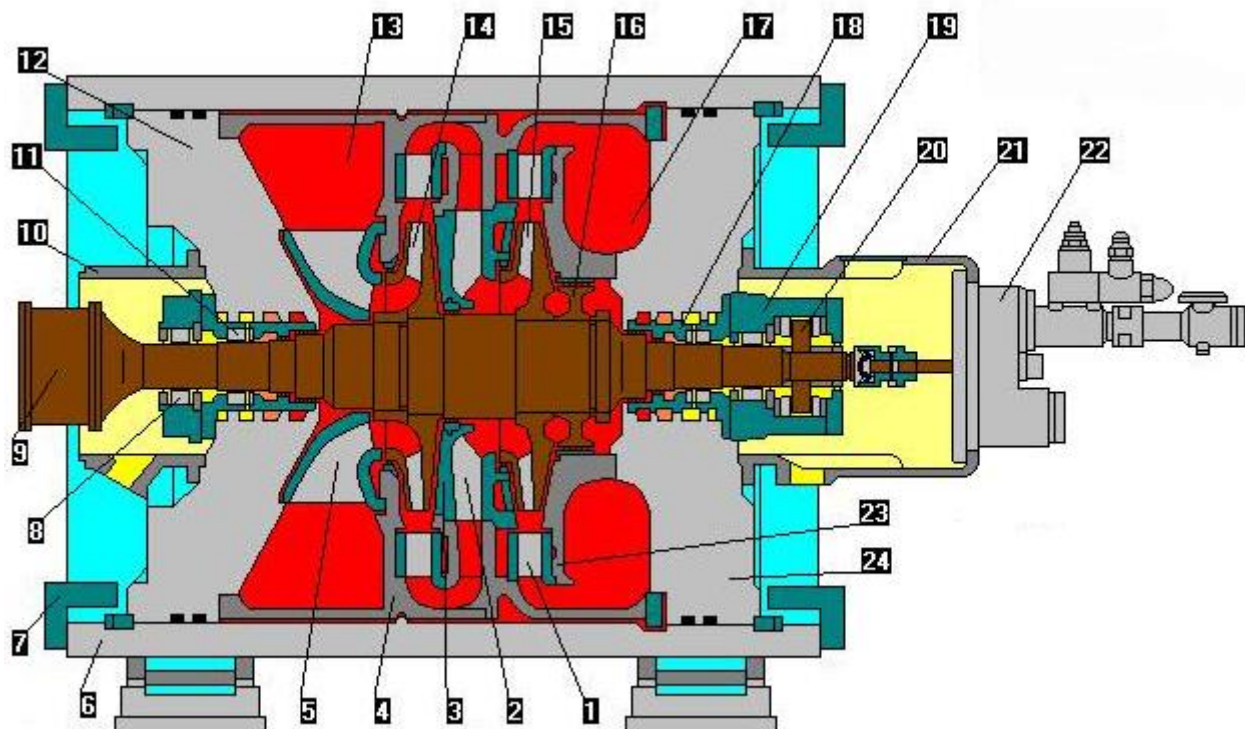


Рисунок 3.6.13. Нагнетатель НЦ-6,3:

- 1 – направляющий аппарат; 2 – обратный направляющий аппарат; 3 – уплотнение;
 4 – внутренний корпус СПЧ; 5 – улитка;
 6 – корпус нагнетателя; 7 – фиксатор крышки; 8 – опорный подшипник; 9 – зубчатая муфта; 10 21 – крышка подшипниковой камеры; 11 18 – торцевое уплотнение;
 12 24 – пробка СПЧ; 13 – полость входного патрубка; 14, 15 – рабочее колесо;
 16 – разгрузочный диск; 17 – полость выходного патрубка;
 19 – опорно-упорный подшипник; 20 – гребень; 22 – блок масляных насосов

Корпус нагнетателя

Корпус служит основным силовым элементом, воспринимающим нагрузки от статора и ротора нагнетателя и передающим их через опоры на раму агрегата.

Корпус 1 (рисунок 3.6.14.) представляет собой цилиндр, с внешней стороны которого приварены стальные кованые газоприемный (всасывающий) 6 и нагнетательный 3 патрубки. Корпус имеет специальные приспособления для крепления его к раме и фиксации в поперечном направлении. Сверху к корпусу нагнетателя крепится гидроаккумулятор.

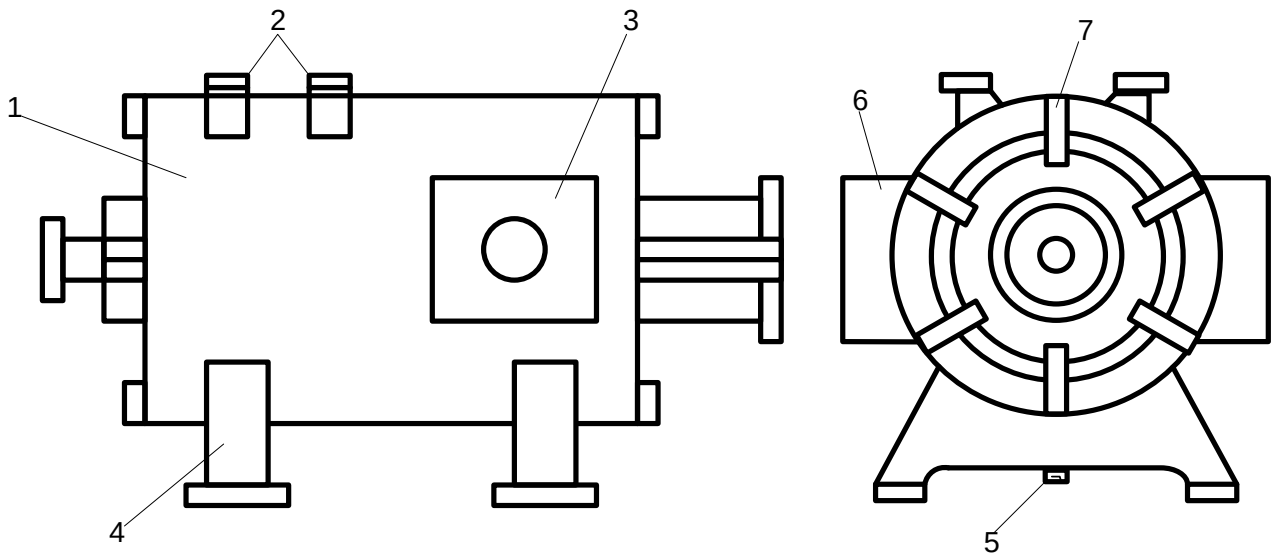


Рисунок 3.6.14. Внешний вид нагнетателя:

**1 – корпус; 2 – опоры гидроаккумулятора; 3 – патрубок нагнетательный;
4 – лапы опорные; 5 – направляющие; 6 – патрубок газоприемный;
7 - кронштейн**

С обоих торцов корпус 1 (рисунок 3.6.13) закрыт стальными кованными крышками 3, 11, осевое положение которых фиксируется разрезными стопорными кольцами 15, 16 и кронштейнами 2. На крышках в кольцевых проточках на внешней цилиндрической поверхности установлены уплотнительные кольца 17 герметизирующие внутреннюю полость нагнетателя.

К крышке 3 крепятся уплотнение 5, корпус опорного подшипника 4 и его кожух. К крышке 11 крепятся уплотнение 5, корпус опорно-упорного подшипника 14 и кожух, на котором установлен блок маслососа 13. Со стороны нагнетателя к крышке присоединяется болтами улитка 10 с закрепленным к ней лопаточным диффузором. Улитка 10 совместно с крышкой 11 образуют сборную полость с радиальным выходом, а с поверхностью внутреннего корпуса 7 и обратным направляющим аппаратом 8 образует проточную часть за рабочим колесом. В центральной расточке улитки установлена втулка лабиринтного уплотнения 9 с поверхностью разгрузочного диска 19.

Крышка 3 совместно с внутренним корпусом 7 образует полость Б с радиальным входом. Полость Б соединена уравнительным трубопроводом с полостью А за разгрузочным диском 19.

Корпус внутренний

Корпус внутренний (рисунок 3.6.15.) состоит из камеры газоприемной (всасывающей) 1, диафрагмы 4, аппарата входного направляющего 2, диффузора 3 и обратного направляющего аппарата 6.

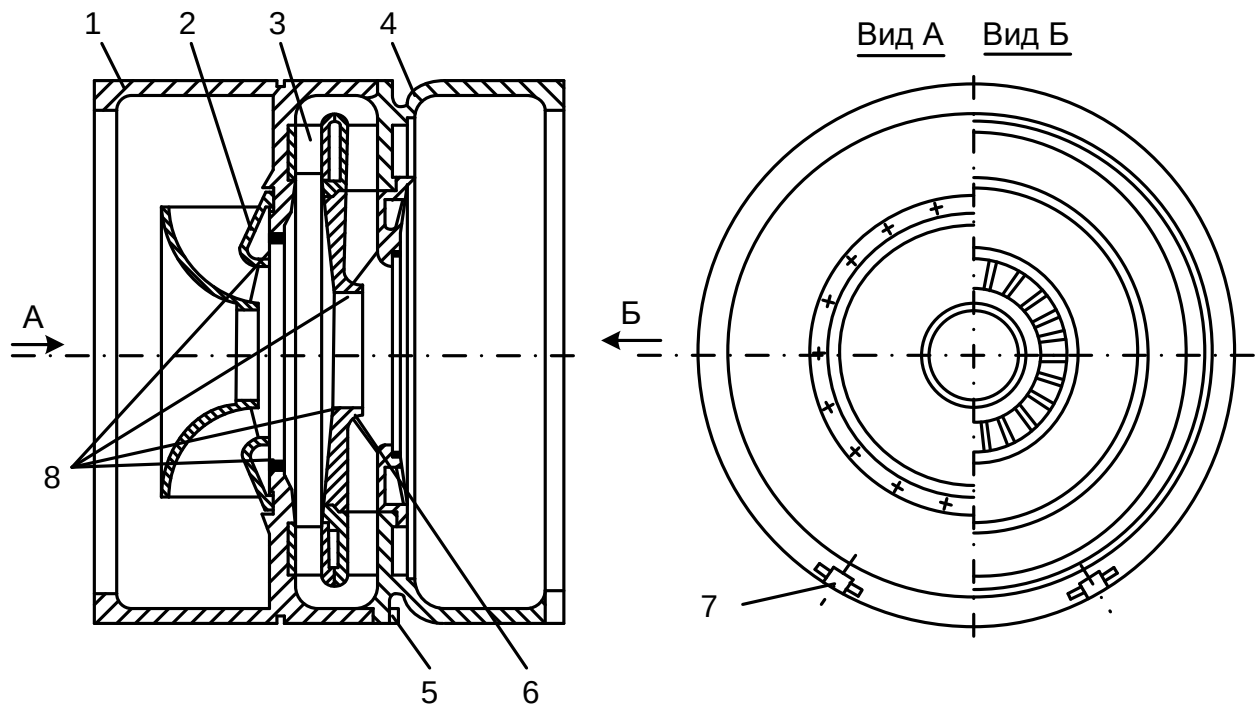


Рисунок 3.6.15. Корпус внутренний:

- 1 – камера газоприемная; 2 – аппарат входной направляющий;
 3 – диффузор лопаточный; 4 – диафрагма; 5 – болт;
 6 – аппарат обратный направляющий 7 - ролик

Входной направляющий аппарат представляет собой лопаточный конфузор и предназначен для обеспечения осесимметричного подвода газового потока к рабочему колесу первой ступени нагнетателя.

Диффузор обеспечивает выравнивание поля скоростей газового потока и способствует преобразованию кинетической энергии движущегося газа в потенциальную.

В центральной расточке диафрагмы 4 смонтирован и закреплен болтами обратный направляющий аппарат 6.

В центральной расточке газоприемной камеры 1 и обратного направляющего аппарата 6 установлены и закреплены втулки лабиринтных уплотнений с рабочими колесами. Все втулки лабиринтных уплотнений выполнены из материала АК-6.

Торцевые и диаметральные уплотнения между деталями внутреннего корпуса осуществляются резиновыми уплотнительными кольцами.

Ротор нагнетателя

Ротор (рисунок 3.6.16.) представляет собой ступенчатый вал, на котором установлены рабочие колеса, разгрузочный диск, втулки уплотнений и диск упорного подшипника.

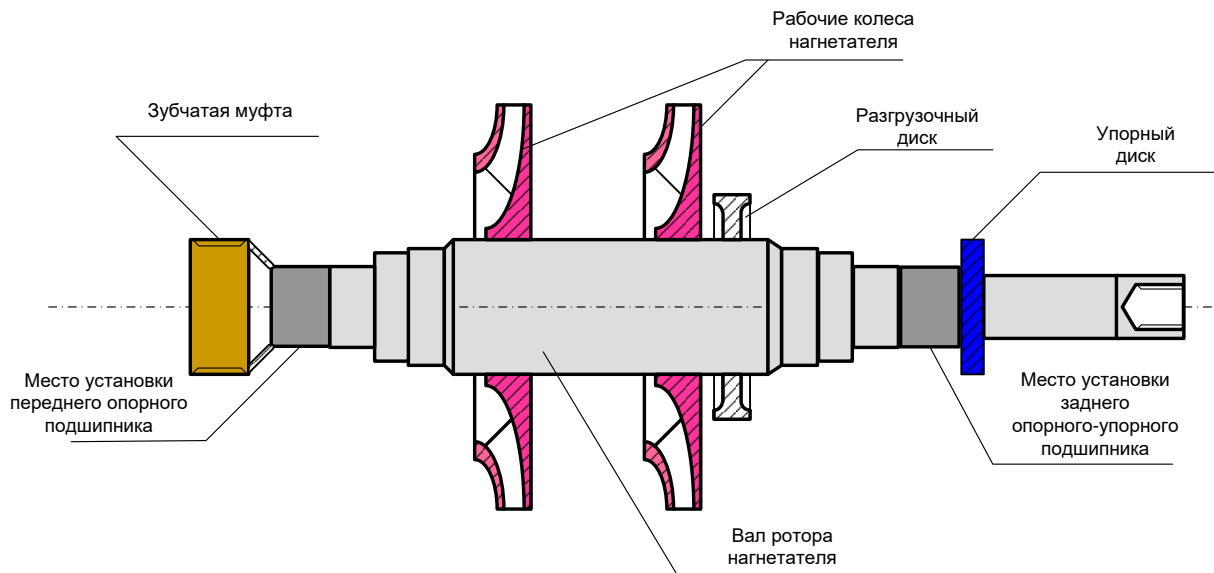


Рисунок 3.6.16. Ротор нагнетателя:

На приводном конце вала расположены детали зубчатой муфты : полу-муфта, обойма зубчатая – соединенные между собой призонными болтами. На противоположном конце вала имеется шлицевая муфта , с помощью которой передается вращение на блок маслонасоса.

Рабочие колеса и разгрузочный диск установлены с натягом, что предотвращает поворот этих деталей относительно вала при работе нагнетателя. От осевого перемещения эти детали фиксируются стопорным кольцом и напрессованной втулкой.

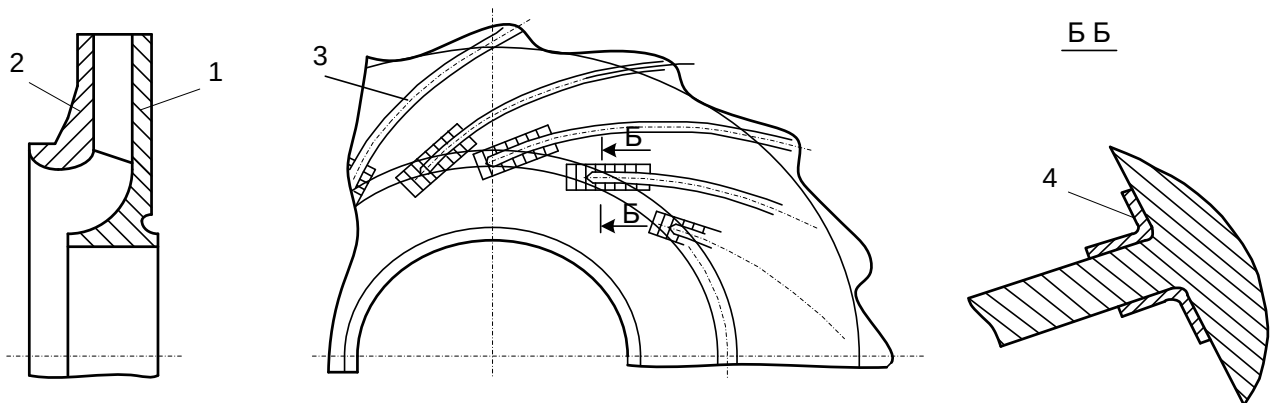


Рисунок 3.6.17. Рабочее колесо:

1 – диск основной; 2 – диск покрывной; 3 – лопатка; 4 шликер ВКМ-65

Рабочее колесо состоит из основного и покрывного дисков. В основном диске выполнены профильные лопатки путем фрезерования. Для повышения долговечности на поверхность лопаток и диска наносится износостойкое покрытие – шликер ВКМ-65.

Втулка 3 относительно вала уплотняется резиновыми кольцами и фикси-

руется от осевого перемещения стопорными кольцами. Упорный диск 7 от радиального перемещения фиксируется штифтом и закрепляется гайкой 8.

Перед сборкой вал и рабочие колеса подвергаются статической балансировке. После сборки ротор проходит динамическую балансировку.

Концевые уплотнения

Концевые уплотнения состоят из двух функционирующих совместно уплотнений: лабиринтного и щелевого (торцевого) масляного с плавающими кольцами.

Лабиринтное уплотнение предназначено для снижения давления газа в соединении вращающийся ротор – крышка нагнетателя. Полости за лабиринтными уплотнениями через каналы в обеих крышках нагнетателя сообщаются между собой соединительным трубопроводом с целью выравнивания давления газа в уплотнениях.

Щелевое масляное уплотнение с плавающими кольцами и торцевое уплотнение предназначены для надежной герметизации внутренней полости нагнетателя и окружающей атмосферы. Герметичность обеспечивается непрерывной подачей масла в полости между уплотнительными кольцами под давлением на 0,15-0,25 МПа больше давления газа на выходе из лабиринтного уплотнения. При этом часть масла движется в зазоре между кольцом и валом навстречу газу, образуя гидравлический затвор, а часть – в зазоре между другим кольцом и валом, осуществляя смазку и охлаждение концевого уплотнения.

Полости, где масло смешивается с газом через каналы в обеих крышках нагнетателя сообщаются между собой уравнивающим трубопроводом с целью достижения равных величин давления газа перед щелевыми масляными уплотнениями.

Сальниковое уплотнение торцевого типа (рис. 3.6.18.) состоит из корпуса 2 с подвижной втулкой 5. Втулка 5 прижимается пружинами 3 к упорному кольцу 9, закрепленному на валу гайкой 8. В рабочем состоянии втулка 5 прижимается давлением масла. Стопорное кольцо 10 ограничивает перемещения втулки 5. Между корпусом 5 и опорным подшипником установлено проставочное кольцо 6.

В полость уплотнения подается масло под давлением, превышающим давление газа 1-2 кгс/см². С помощью масляного затвора происходит герметизация торцевого уплотнения и отвод теплоты трения.

Уплотнительные резиновые кольца 1, 4, 7, 11 препятствуют вытеканию масла в полость нагнетателя и одновременно обеспечивают подвижность втулки 5. Торцовые трущиеся поверхности выполнены из антифрикционного материала БСГ-30 (графит боросилицированный), обладающего высокой твердостью и износостойкостью.

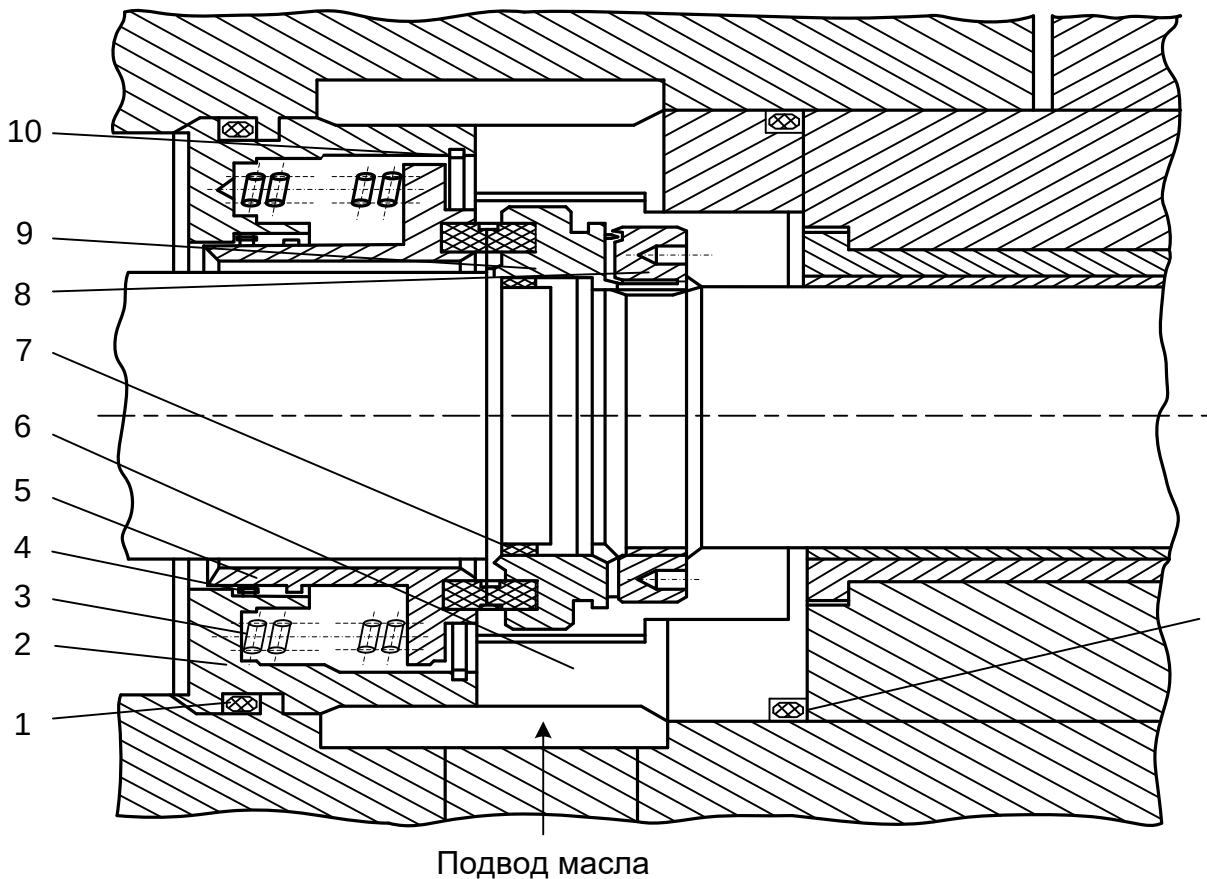


Рисунок 3.6.18. Конструкция торцевого уплотнения:

- 1, 4, 7, 11 – уплотнительные кольца; 2 – корпус; 3 – пружина;
 5 – подвижная втулка; 6 – проставочное кольцо; 8 – гайка;
 9 – упорное кольцо; 10 – стопорное кольцо

Сальник втулочного типа уплотнения вала (рис. 3.6.19.) состоит из наружного корпуса 2 и внутреннего 10, расположенных между ними двух плавающих уплотнительных колец – наружного 4 и внутреннего 7.

Плавающие кольца предварительно прижимаются к торцам наружного и внутреннего корпуса за счет пружины 3. В рабочем состоянии прижатие осуществляется за счет давления уплотнительного масла.

На внутренних поверхностях плавающих колец выполнена тонкостенная баббитовая заливка. Плавающие кольца устанавливаются на валу с диаметральной зазором, который на наружном кольце равен 0,120-0,165 мм, а на внутреннем 0,07-0,115 мм. Благодаря этому протечка масла в полость нагнетателя существенно, ниже чем в полость подшипников.

Принцип действия плавающих колец основан на том, что пленка масла высокого давления в зазоре между кольцами и валом предотвращает их контакт, и кольца перемещаются вместе с валом в радиальной плоскости (без проворота). Трение плавающих колец происходит только по торцам.

Для повышения герметичности в торце кольца 7 установлено резиновое кольцо 8, за счет чего снижаются протечки масла в полость нагнетателя. От проворота плавающего кольца фиксируются шпонкой 9, закрепленной на корпусе 10 двумя винтами.

Наружные поверхности корпусов 2 и 10 уплотняются резиновыми кольцами 5 и 6. Пакет сальника фиксируется в крышке нагнетателя 11 с помощью разрезного кольца 1.

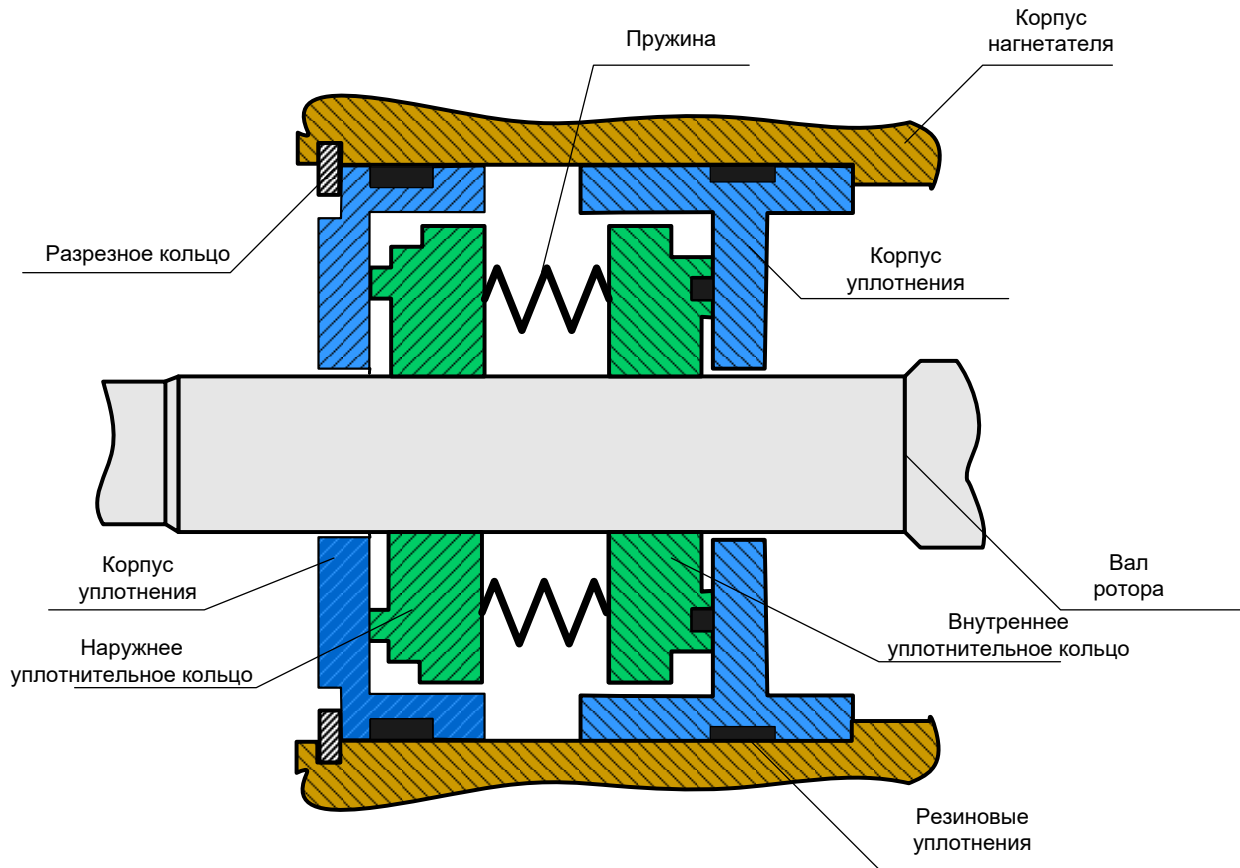


Рисунок 3.6.19. Сальник вала втулочного типа с плавающими кольцами:

Подшипник опорный

Подшипник опорный (рисунок 3.6.20.) предназначен для восприятия радиальных нагрузок, действующих на ротор, и передачи их на корпус нагнетателя. Подшипник опорный состоит из разъемного в горизонтальной плоскости корпуса 2, обе части которого соединены призонными болтами 4; разъемных полуколец 1, закрепляемых на корпусе болтами; опорных колодок 3, удерживающихся в корпусе специальными проточками. Колодки 3 относительно корпуса 2 стопорятся штифтами.

Рабочие поверхности колодок 3 и полуколец 1 заливаются бабитом и растачиваются под размер. Диаметральный зазор между колодками и валом обеспечивается при сборке нагнетателя. Разъемные полукольца 1 создают необходимое уплотнение относительно вала и определяют расход масла через подшипник с целью поддержания заданного температурного режима работы.

Температура масла на сливе из подшипника измеряется с помощью датчика, установленного в канале.

В верхней части горизонтального разъема корпуса имеются резьбовые отверстия для крепления кронштейнов датчиков вибрации.

ПОДШИПНИК ОПОРНЫЙ

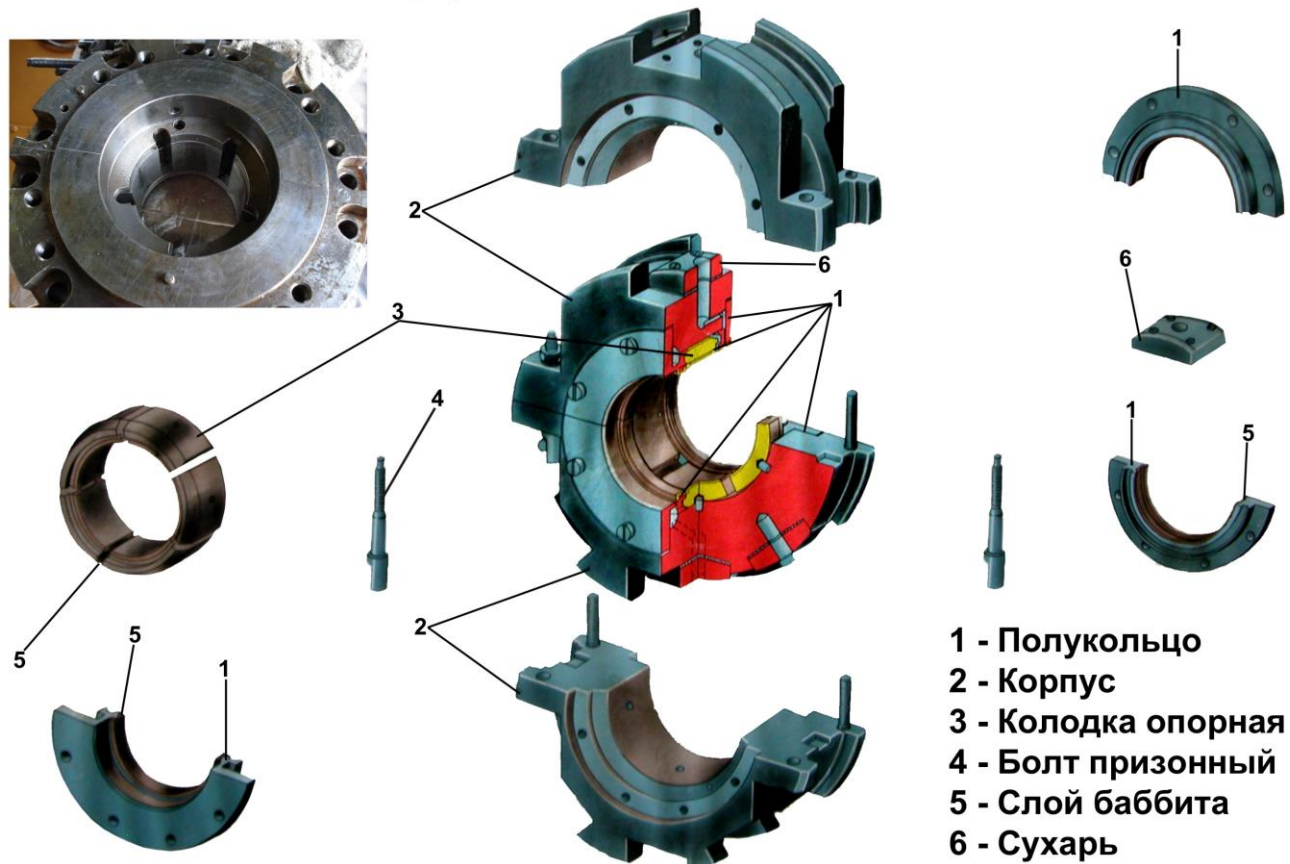


Рисунок 3.6.20. Подшипник опорный:

Подшипник опорно – упорный

Подшипник опорно – упорный (рисунок 3.6.21.) предназначен для восприятия радиальных и осевых нагрузок, действующих на ротор нагнетателя, и передачи их на корпус нагнетателя. В состав опорно – упорного подшипника входят подшипник опорный и упорный двухсторонний подшипник скольжения. Упорный подшипник представляет собой цилиндрический корпус 4, крышкой которого служит корпус опорного подшипника.

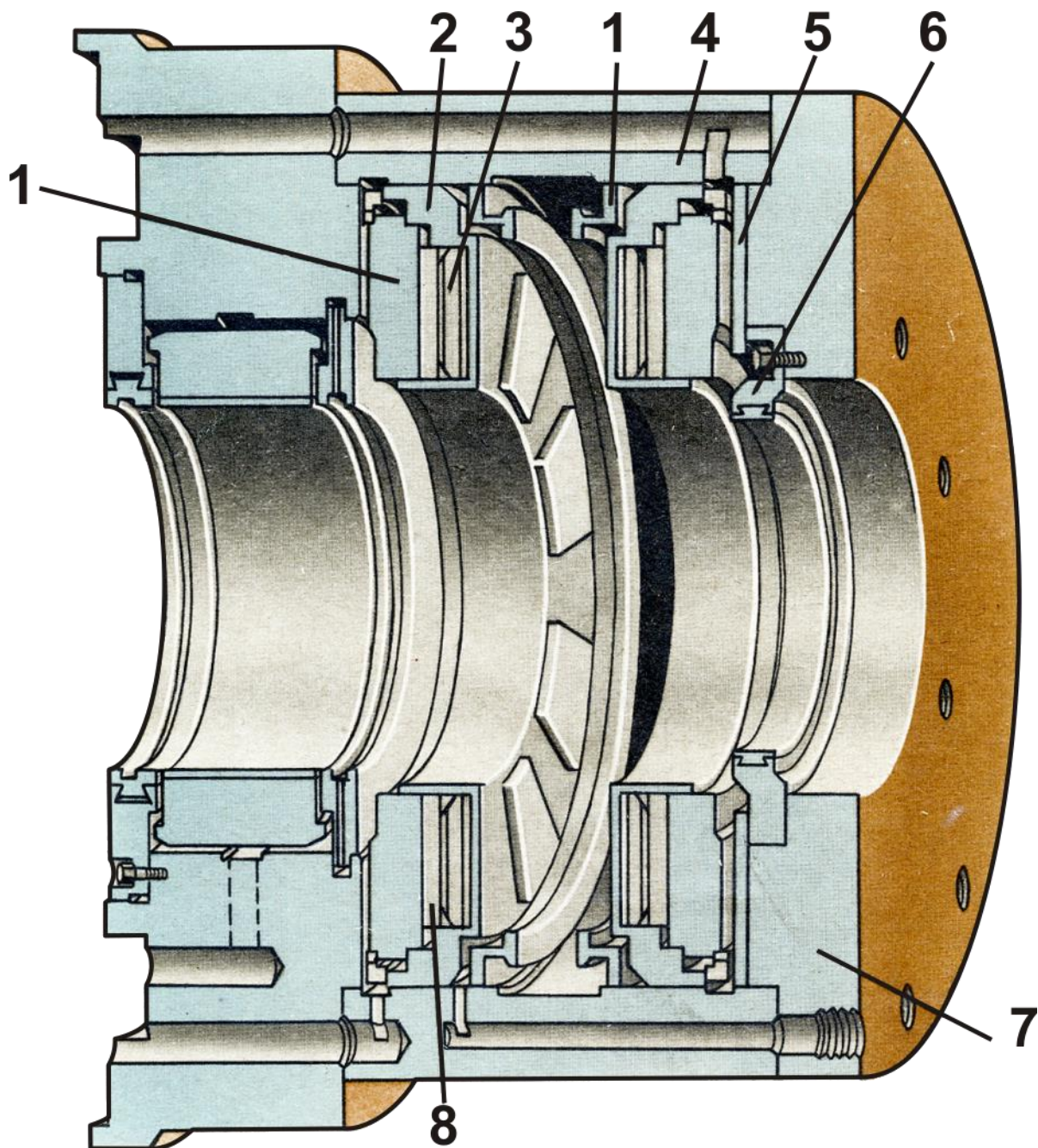


Рисунок 3.6.21. Подшипник опорно–упорный:

1 – кольцо; 2 – сепаратор; 3 – колодка упорная; 4 – корпус; 5 – регулировочное кольцо; 6 - втулка; 7 – крышка; 8 – пружина; 9 - штифт

В центральной расточке корпуса 4 установлена и закреплена винтами втулка 6. Внутри корпуса 4 размещены два упорных кольца и кольцо регулировочное 5.

Кольца упорные включают кольца несущие, к которым с помощью специальных штифтов крепятся упорные колодки 3. Кольца несущее выполнены пружинными для выравнивания нагрузки между колодками и имеют специальные пазы для прохода масла на смазку колодок упорных. Кольца несущие фиксируются в корпусе 4 от проворота штифтами.

Рабочие поверхности втулки 6 и колодок упорных залиты бабитом.

Осевой зазор между упорным диском ротора и колодками упорными осуществляется подгонкой толщины кольца регулировочного 5. Подвод смазки к колодкам упорным производится по каналу. Расход масла через упорный подшипник зависит от величины зазоров втулки 6 с валом и определяет температурный режим работы подшипника.

Температура масла на сливе из подшипника измеряется с помощью датчика, установленного в канале.

Блок маслонасоса системы смазки

Блок маслонасоса системы смазки предназначен для подачи масла из бака в напорный коллектор нагнетателя и включает в себя привод маслонасоса и насос шестеренный.

Масляный насос состоит из литого чугунного корпуса, в котором смонтированы ведущая и ведомая шестерни, приводная вал шестерня и зубчатое колесо. К корпусу и крышке крепятся подшипники скольжения с баббитовой заливкой. Всасывающая и нагнетательная полости выполнены в корпусе.

Привод насоса состоит из торсионного вала, вал шестерни и зубчатого колеса, установленного на конце ведущей вал шестерни.

Торсионный вал одним концом входит в зацепление со шлицами крышки, закрепленной на конце ротора нагнетателя. Другой конец торсионного вала проходит внутри втулки, запрессованной в корпусе насоса, и входит в зацепление со шлицами вал-шестерни, крепящейся гайкой и шплинтом. Вал-шестерня входит в зацепление с зубчатым колесом, передающим вращение ведущей вал шестерне.

Вращение ротора нагнетателя передается через торсионный вал и шестерни привода на рабочие шестерни насоса. Смазка подшипников рабочих шестерен производится маслом, подаваемым по трубке из напорного коллектора. Шестерни привода смазываются маслом, вытекающим при работе из подшипников. Слив масла осуществляется через полость «а» в корпус нагнетателя.

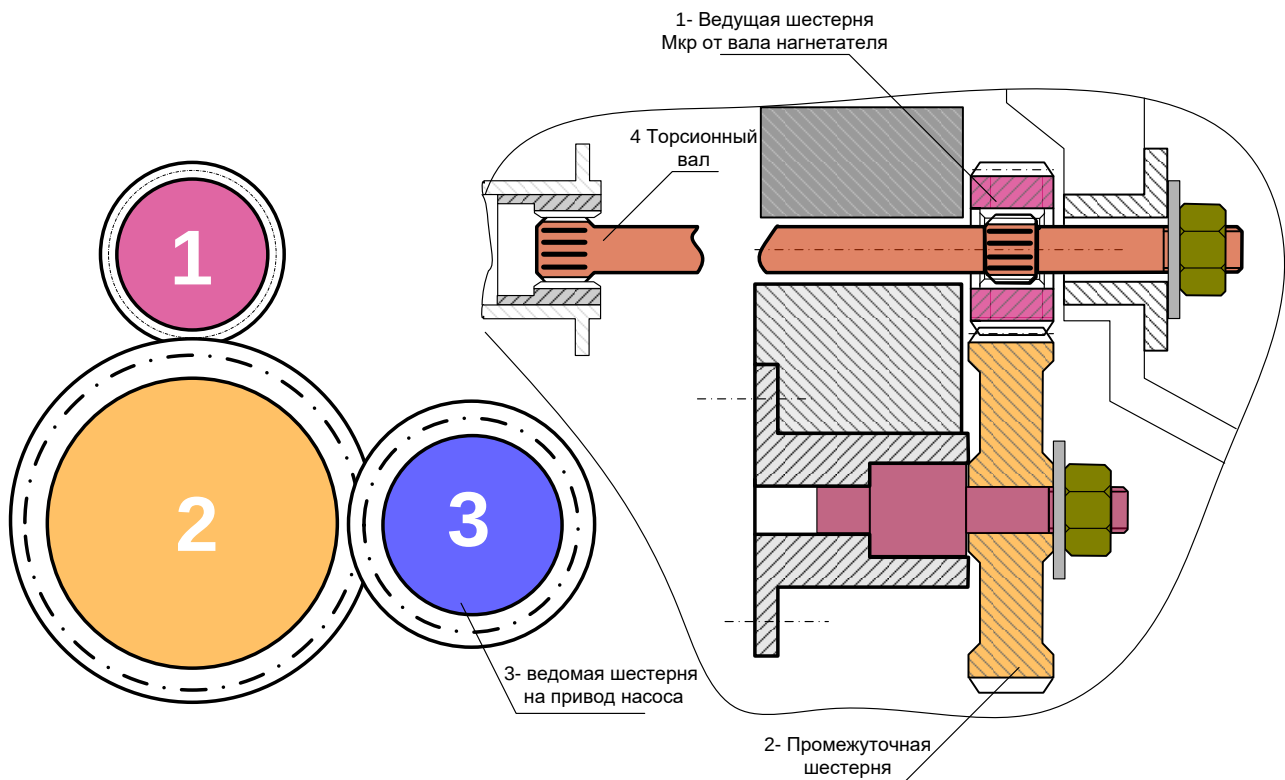


Рисунок 3.6.22. Насос масляный:

Работа уплотнений и подшипников нагнетателя

Из стационарного трубопровода перекачиваемый газ поступает в газоприемную полость нагнетателя. Сжатый в нагнетателе газ подается в напорную ветвь трубопровода.

Газоприемная полость и полость за разгрузочным диском соединены линией, которая обеспечивает снижение осевых нагрузок и способствует созданию одинаковых условий работы концевых уплотнений.

Дальнейшее выравнивание давлений газа происходит в камерах лабиринтных уплотнений благодаря уравнивательной линии. Камеры “масло – газ” за лабиринтным уплотнением сообщаются между собой и соединяются с регулятором перепада давления. В полости масляных щелевых уплотнений от РПД подается масло с давлением на 0,15-0,20 Мпа больше давления газа в камерах “масло – газ” навстречу газу, чем обеспечивается надежное уплотнение внутренней полости нагнетателя. Образующаяся маслогазовая смесь сливается и направляется к маслоотводчику.

Часть масла, прошедшая через наружное плавающее кольцо масляного щелевого уплотнения и подшипники, через сливные каналы поступает в маслобак.

Масло из маслобака поступает к основному насосу смазки и от него направляется к распределительному коллектору. Из коллектора масло под давлением подается через сверления в крышках нагнетателя на смазку и охлаждение опорного и опорно-упорного подшипников. Отработавшее масло через сливные отверстия сливается в маслобак.

Система масляная нагнетателя

Система масляная нагнетателя (рисунок 3.6.23.) – циркуляционная под давлением с воздушным охлаждением. Работает по замкнутому циклу: бак – насос – система охлаждения – нагнетатель – бак.

Система масляная состоит из системы смазки нагнетателя и системы уплотнительного масла.

Система смазки нагнетателя

Система смазки предназначена для смазки и охлаждения подшипников ротора нагнетателя, зубчатых зацеплений вала привода нагнетателя, а также для подвода масла к системе уплотнительного масла.

Во время работы и останова агрегата, когда основной насос смазки Н2 не создает достаточного давления, пусковой насос Н1 обеспечивает подготовку и работу системы смазки нагнетателя.

Масло из бака Б2 поступает к насосу Н1. После насоса масло под давлением направляется к блоку маслоохладителей и регулятору температуры РТ2.

Далее после очистки в фильтрах низкого давления Ф6 и Ф7 масло поступает в распределительный коллектор и на вход в пусковой насос уплотнений Н3. Из коллектора масло идет на смазку и охлаждение подшипников и зубчатых соединений вала привода нагнетателя.

Для согласования работы насосов во время пуска и останова агрегата предусмотрен клапан редукционный КР2, исключающий повышение давления в системе при одновременной работе насосов Н1 и Н2.

Во время работы агрегата масло из бака Б2 поступает к основному насосу смазки Н2. Предохранительный клапан КП1 исключает создание избыточного давления в трубопроводе при обратных раскрутках нагнетателя.

Насосом Н2 масло подается в блок маслоохладителей и параллельно к регулятору температуры РТ2. Регулируя количество масла, перепускаемого через маслоохладитель, регулятор обеспечивает необходимую температуру в системе смазки.

Очистка масла осуществляется в фильтрах низкого давления Ф6 и Ф7.

Очищенное масло идет к основным насосам уплотнений Н4 и Н5 и в коллектор смазки, откуда поступает на смазку и охлаждение подшипников нагнетателя и зубчатой муфты.

Для поддержания в коллекторе постоянного давления установлен редукционный клапан КР1.

Отработавшее в подшипниках нагнетателя масло по трубопроводам через смотровые окна сливается в бак.

Система уплотнительного масла нагнетателя

Система уплотнительного масла предназначена для обеспечения гарантированного уплотнения внутренней полости нагнетателя и окружающей атмосферы, для предотвращения прорыва сжимаемого газа в подшипниковые камеры нагнетателя и в контейнер агрегата.

Во время пуска и останова агрегата давление в системе смазки создается

пусковым насосом НЗ, на вход которого поступает масло из коллектора смазки. От насоса НЗ масло под давлением поступает на фильтры высокого давления Ф8 и Ф9, а затем в аккумулятор АК.

Из аккумулятора масло подается в концевые уплотнения ротора нагнетателя и регулятор РПД, который поддерживает заданный перепад давления масла над газом. Так как в уплотнениях каналы “масло – газ” соединены с аккумулятором АК и с регулятором РПД, то любое изменение давления газа в корпусе нагнетателя приводит к соответствующему изменению давления уплотнительного газа. При этом излишки масла РПД перепускает в коллектор смазки.

Для согласования работы насосов в период запуска и останова агрегата предусмотрен клапан предохранительный КПЗ, предупреждающий чрезмерное повышение давления при одновременной работе насосов НЗ и Н4, Н5.

На основном режиме из коллектора смазки подается масло на вход основных насосов уплотнения Н4 и Н5. От насосов масло направляется в фильтры высокого давления Ф8 и Ф9.

Очищенное масло поступает в аккумулятор, оттуда – на уплотнение ротора и на РПД.

Отработавшая в уплотнениях ротора основная часть масла, пройдя через зазоры между наружными кольцами уплотнений и ротором, сливается в бак Б2. Меньшая часть проходит через зазоры внутренних колец уплотнений, смешиваясь с газом, через камеры “масло – газ” отводится в маслоотводчик, где происходит отделение масла от газа.

Масло, отделенное от газа сливается в дегазатор. В дегазаторе выделяется растворимый в масле газ, который с помощью эжектора удаляется за пределы контейнера.

При аварийном останове агрегата, когда не включаются электронасосы Н1 и НЗ, исчезает перепад масла над газом, аккумулятор сообщается с газовой полостью нагнетателя через поплавковый клапан. При этом, благодаря верхнему расположению аккумулятора обеспечивается постоянное превышение давления масла над газом на величину гидростатического давления столба масла.

Уплотнения запираются маслом из аккумулятора в течении времени, достаточного для перестановки технологических кранов и разгрузки контура нагнетателя.

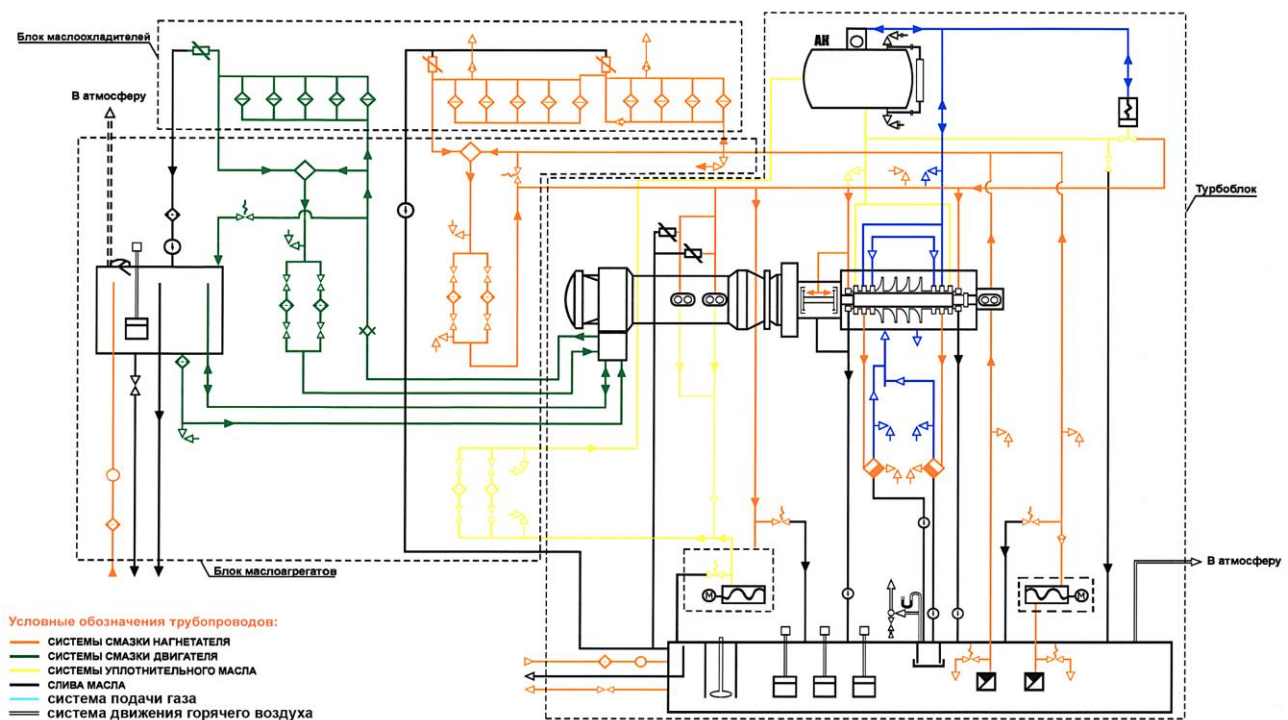


Рисунок 3.6.23. Маслосистема нагнетателя

Эксплуатация маслосистемы нагнетателя

Перед пуском ГПА необходимо:

- произвести внешний осмотр системы, неисправности удалить;
- проверить уровень масла в маслобаке, при необходимости подкачать масло от стационарной маслосистемы;
- при необходимости взять масло на анализ
- подогреть масло в маслобаке;
- открыть запорную арматуру на отборе давления, входе и выходе фильтров; закрыть запорную арматуру на сливах с маслоохладителей, гидроаккумулятора;
- прокачать маслосистему смазки и уплотнения пусковыми насосами, при этом следить за наличием циркуляции масла по трубопроводам, давлением после насосов;
- проверить герметичность маслосистемы, работу маслоотводчиков, проконтролировать уровень в маслобаке после заполнения маслосистемы;
- проконтролировать настройку клапанов регуляторов;
- контролировать чистоту масла;
- убедиться, что перепад давления на фильтрах меньше допустимого;
- произвести проверку настройки регулятора перепада давления.

Во время эксплуатации:

При нормальном останове:

- проконтролировать своевременное включение и отключение пусковых

маслонасосов;

- после останова агрегата произвести внешний осмотр системы;
- слить масло с холодильников и гидроаккумулятора.

При аварийном останове:

- проконтролировать включение пусковых насосов смазки и уплотнения;
- следить за перепадом “масло-газ” до полного стравливания контура;
- после окончания алгоритма аварийного останова слить масло с холодильников и гидроаккумулятора, прокачку маслосистемы не производить пока не будет установлена и устранена причина аварии;
- при возникновении пожара на агрегате проконтролировать отключение маслонасосов, обесточить их и, по возможности откачать масло из бака.

3.7. Узел подключения компрессорной станции

Узел подключения КС обеспечивает поступление газа в компрессорный цех по входному газопроводу (всасывающему шлейфу) и подачу его в газопровод после компримирования (сжатия) по выходному шлейфу.

Нумерация кранов и их назначение

Узел подключения (рисунок 3.7.1) включает краны № 7, № 8, № 20, свечные краны № 17 и № 18, узел режимных кранов 4 (кран № 22 с дросселем и обводным краном № 22р) .

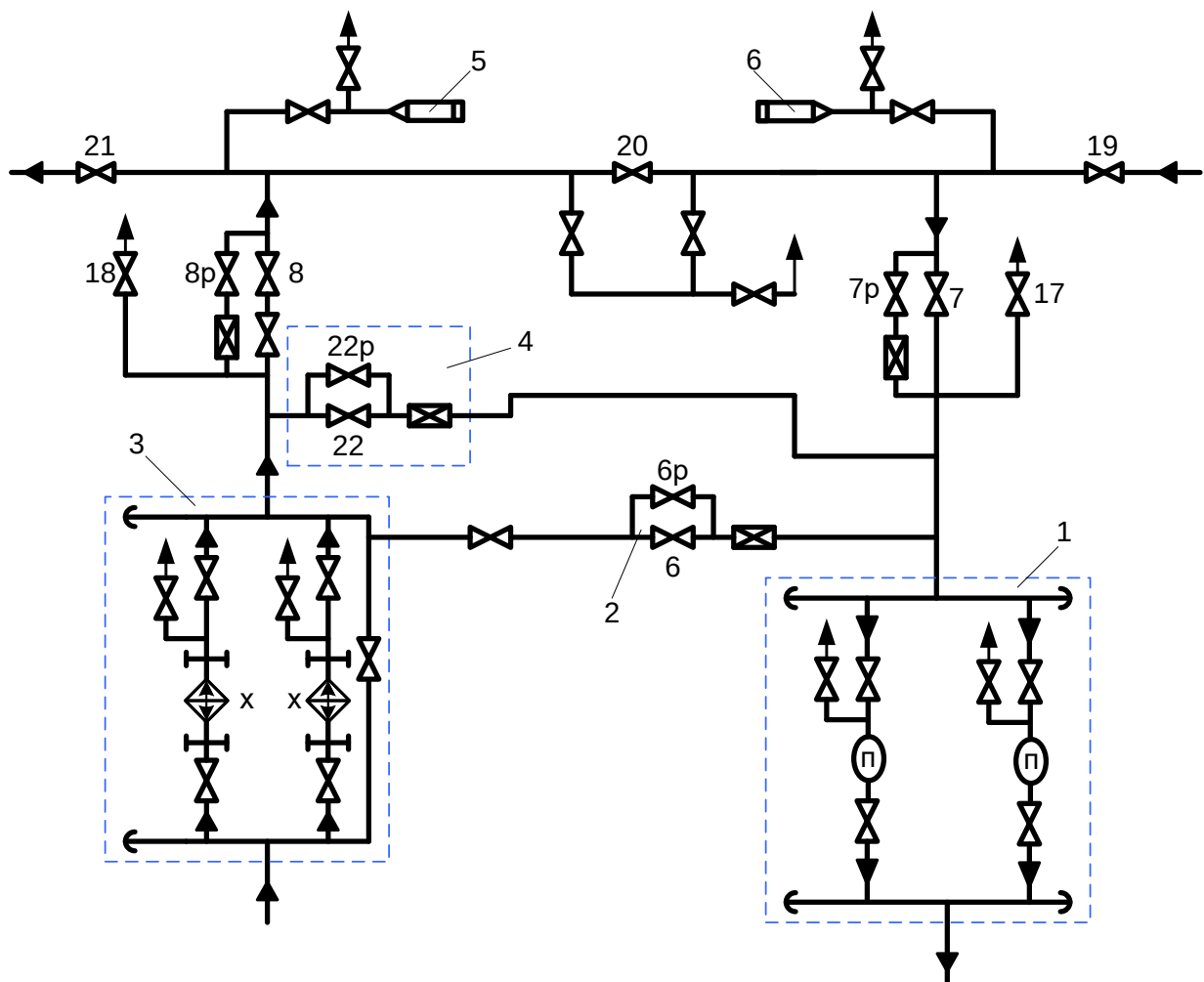


Рисунок 3.7.1. Узел подключения

Входной кран № 7 предназначен для подачи технологического газа в цех и его нормальное (при работающем цехе) положение – открыто. Входной кран имеет обводной кран № 7р с дросселем. Предназначен он для заполнения всей системы технологического газа компрессорного цеха. Только после выравнивания давления в магистральном газопроводе и технологических коммуникациях цеха (с помощью крана № 7р) проводится открытие крана № 7. Это делается во избежание гидравлического удара, который был бы возможен при открытии крана № 7 без предварительного заполнения технологических коммуникаций цеха.

Выходной кран № 8 предназначен для подачи газа после его компримирования и охлаждения в магистральный газопровод. Выходной кран также имеет обводной кран № 8р и дроссель. Перед краном № 8 устанавливают обратный клапан. Его назначение – предотвратить обратный поток газа со стороны газопровода высокого давления при возможной неисправности крана № 8. Этот поток газа, если он возникает, приведет к обратной раскрутке ЦБН и ГПА с тяжелыми последствиями (что наблюдалось в практике на ряде КС).

Секущий кран № 20 (его диаметр всегда соответствует диаметру магистрального газопровода) обеспечивает нормальную работу цеха при комприми-

ровании газа. Он как бы рассекает газопровод на части низкого и высокого давлений. При работе компрессорного цеха кран № 20 всегда закрыт и с одной стороны у него давление всасывания (со стороны крана № 7), а с другой стороны давление нагнетания (со стороны крана № 8). При открытом положении крана газ проходит транзитом, минуя компрессорный цех. При этом краны № 7 и № 8 и их обводные линии должны быть закрыты, препятствуя попаданию газа в технологические коммуникации цеха.

Свечные краны № 17 и № 18 предназначены для сброса газа в атмосферу из всех технологических коммуникаций компрессорного цеха при любых аварийных остановках цеха (при этом краны № 7 и № 8 закрываются). Их также используют для продувки технологических коммуникаций при заполнении их газом.

Кран № 22 с обводным краном № 22р и дросселем устанавливают на перемычке между входным и выходным газопроводом цеха. Его можно использовать для перепуска потока газа цеха без выхода ЦБН на режим "кольцо". Этот кран стали применять на газопроводах сравнительно недавно. Его появление в технологической схеме КС вызвано работой развивающихся многониточных газопроводов в едином гидравлическом режиме.

Узел приема 6 и запуска 5 очистного поршня предназначен для приема очистного поршня, запущенного в магистральный газопровод на предыдущей КС, а также запуска поршня по магистральному газопроводу по ходу газа в сторону последующей КС. Конструктивное выполнение узла приема и запуска поршня предусматривает проведение технологических операций по приему или запуску поршня независимо друг от друга, что обеспечивается крановой обвязкой этого узла. На практике в качестве варианта этот узел может состоять только из камеры приема или камеры запуска поршня. Такое решение, как правило, обосновывается проектировщиками при проектировании магистрального газопровода.

В процессе транспортировки газа из него в полость трубы выпадают механические примеси и капельная влага (в виде воды и конденсата). Постепенное их накопление по длине трубы приводит к возрастанию гидравлического сопротивления при движении потока газа. Это вызывает уменьшение пропускной способности газопровода, перерасход топливного газа газотурбинными агрегатами КС. Поэтому запуск поршня проводят периодически для удаления скопившихся механических примесей и влаги. В результате пропуска поршня обеспечивается увеличение до проектной пропускной способности газопровода).

Краны № 19 и № 21 носят название охранных и являются обязательными для любой КС. Размещают их в так называемой охранной зоне КС. Их назначение – отключение всей КС в аварийных ситуациях на ней (в частности, при авариях в районе узла подключения).

Действия машиниста при эксплуатации узла подключения КС

Действия машиниста при эксплуатации узла подключения КС заключаются в перестановке тех или иных кранов в зависимости от технологических

схем транспортировки газа.

При приеме смены, машинист по докладу предыдущей смены, получает информацию о положении кранов узла подключения, в зависимости от той или иной технологической схемы с соответствующей записью в "Журнале сменного инженера". После чего делает доклад сменному инженеру и получает разрешение на прием смены.

Один раз в смену машинист обязан произвести осмотр кранов, входящих в узел подключения КЦ, а также провести продувку импульсных линий кранов входящих в систему КАОС.

В течение смены машинист осуществляет контроль за положением кранов узла подключения. Контроль за положением кранов в зависимости от схемы транспортировки газа машинист ведет по световому табло.

Действия машиниста при разрыве магистрального газопровода

Обслуживающий персонал должен четко знать те признаки, по которым на компрессорной станции можно предположить разрыв газопровода. Такими являются:

- Резкое падение давления на входе и выходе компрессорной станции.
- Резкое изменение расхода (можно определить по расходомеру технологического газа).
- Заброс оборотов ТНД (помпаж нагнетателя) в случае разрыва до компрессорной станции.

Заметив падение давления газа, хотя бы незначительное, сменный персонал обязан:

- установить строгий контроль за скоростью падения давления газа;
- связаться по телефону с соседними компрессорными станциями для выяснения возможного изменения режима на них (остановка агрегата, вывод на кольцо и т.п.) и сообщить диспетчеру в объединение об изменении режима.

Если давление падает быстро, со скоростью порядка 1 атм. в минуту, то необходимо:

- Открытием 6-х кранов вывести агрегаты на кольцо, при этом обратные клапана перед восьмью кранами закроются, тем самым, компрессорная станция отключается от участка за ней.
- Снизить обороты агрегатов до оборотов холостого хода.
- Сообщить руководству ЛПУ МГ о предполагаемом разрыве газопровода. Если при работе агрегатов на кольце давление продолжает падать, то следовательно разрыв произошел за станцией. Дополнительно можно проверить падение давления по манометру за 30 краном.
- Определить нитку, на которой произошел разрыв. Для этого закрыть внешние переключки охранных кранов и по манометру выбрать нитку с быстрым падением давления.
- Нитку, на которой произошел разрыв, перекрыть охранным краном.
- Убедиться по манометру, что нитка перекрыта верно и внешние пере-

мычки закрыты.

- Старший сменный инженер обязан сообщить по телефону о случившемся на соседние станции, начальнику и главному инженеру ЛПУ, диспетчеру объединения, начальнику ТКЦ и начальнику ЛЭС. Начальнику ЛЭС посылает дежурную машину для сбора аварийной бригады и отключения аварийного участка.
- Сменный персонал постоянно ведет наблюдения за работой турбоагрегатов и температурой газа в контуре станции.
- Работать на кольцо разрешается до повышения температуры газа в контуре до 70° С.
- После отключения аварийного участка агрегаты загружаются в трассу.
-

3.8. Узел пуска и приема очистных поршней

Назначение и состав

При эксплуатации МГ происходит загрязнение его внутренней поверхности частицами породы, окалиной, конденсатом, водой и т.д. Это приводит к увеличению гидравлического сопротивления и к снижению пропускной способности газопровода. Внутреннюю поверхность трубы МГ от загрязнения очищают следующими способами:

- периодическим пропуском поршня без прекращения подачи газа;
- разовым пропуском поршня без прекращения подачи газа на очищаемом участке;
- установкой конденсатосборников и дренажей в пониженных точках газопровода;
- повышением скоростей потоков газа в отдельных нитках системы газопровода и последующим улавливанием жидкости в пылеуловителях КС.

Наиболее эффективный способ очистки внутренней полости газопровода - периодическая очистка полости без прекращения подачи газа при помощи очистных поршней (ОП). Этот способ позволяет постоянно поддерживать гидравлического сопротивления газопровода равным первоначальному значению.

На всех проектируемых и вновь вводимых МГ предусматривают устройство по очистке внутренней полости газопровода при помощи пропуска ОП.

В состав устройства входят:

- узел пуска (УП) и узел приема (У.Пр.) очистных поршней (рисунок 3.8.1.);
- система контроля и автоматического управления процессом очистки.

Узлы пуска и приема монтируют вблизи пунктов подключения КС, а часто их совмещают. На начальном участке МГ устраивают узел пуска ОП, а на конечном участке - узел приема. На промежуточных КС совмещенные узлы пуска и приема поршня.

Устройствами для очистки полости оборудуют сложные и ответственные участки газопроводов, например переходы через водные препятствия. При этом - на первом берегу по ходу газа - узел пуска ОП, а на втором - узел приема.

Узел пуска включает в себя:

- камера пуска, подключаемая к трассе через запорное устройство с технологической обвязкой;
- система контроля и управления процессом запуска поршня;
- площадка для хранения ОП;
- устройство для запасовки ОП в камеру пуска.

Узел приема включает в себя:

- камера для ОП, подключенная к газопроводу через запорное устройство с технологической обвязкой;
- система контроля и управления процессом приема ОП;
- технологические трубопроводы;
- емкости для приема грязного конденсата;
- площадка для хранения использованных поршней;
- устройство для выемки поршней из камеры приема.

Совмещенный вариант расположения узлов пуска и приема (рисунок 3.8.1.) представляет собой комплектное устройство, состоящее из: установленных напротив друг друга на бетонных опорах камер пуска и приема ОП.

Камера пуска включает: обечайку(1) с приваренными к ней опорами(15), патрубки (2) диаметром 500 и 50 мм, концевой затвор (3) с заслонкой и устройством для запасовки поршня.

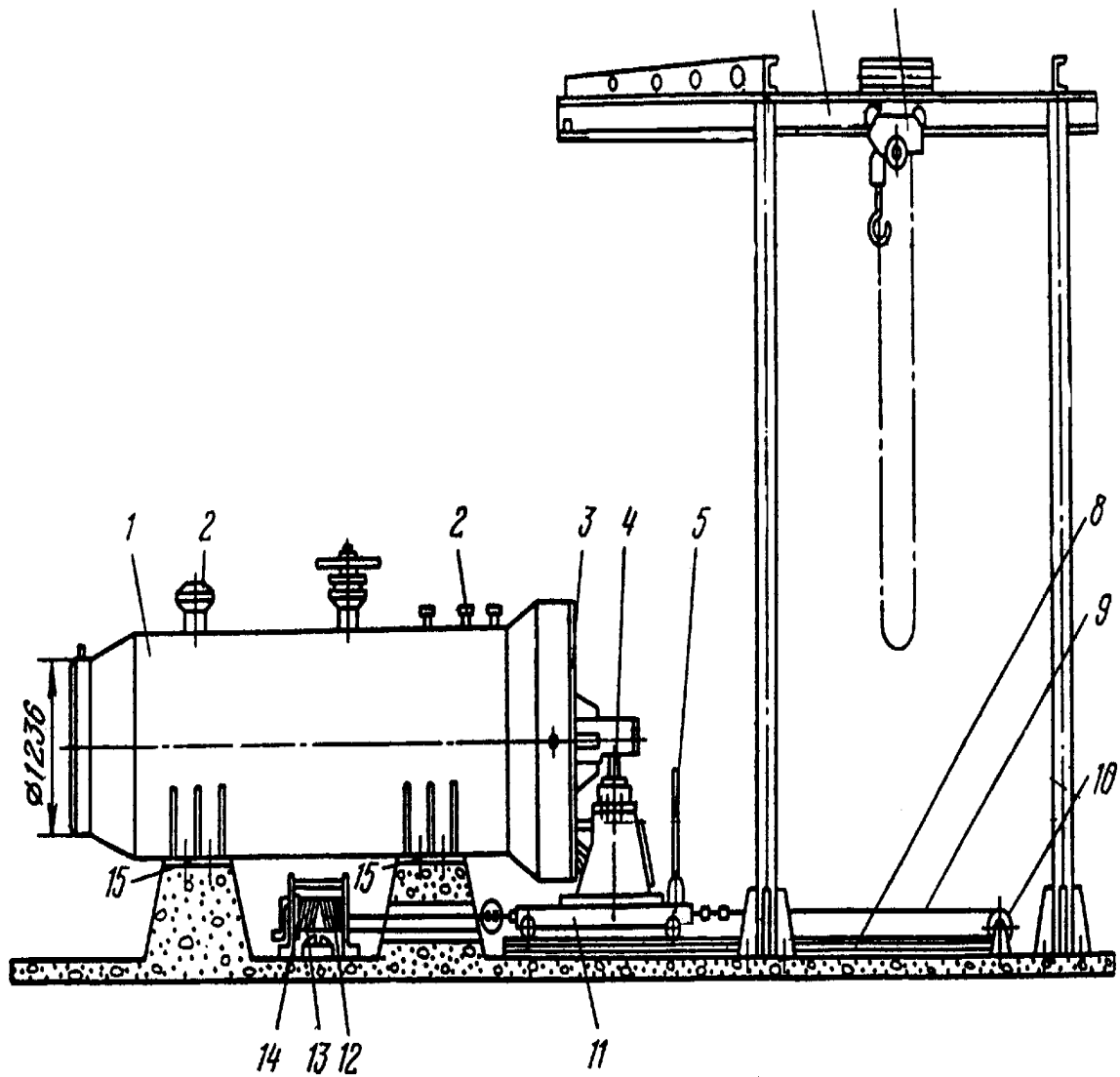


Рисунок 3.8.1. Узел пуска очистных устройств (узел приема аналогичен).

Камера приема аналогична, но в отличие от камеры пуска имеет амортизатор. Заслонки камер пуска и приема закреплены в шаровых опорах (4) тележек (11), на которых установлены пульты управления гидросистемой затвора. Тележки передвигаются по рельсовому пути (8) с помощью механизма перемещения, состоящего из двух лебедок (14), четырех кронштейнов с блоками (10) и тросов (9), которые крепятся к болтам тележек при помощи металлопланок и наматываются на барабаны лебедок (14) с левой (12) и правой (13) навивкой для обеспечения реверсивного движения тележек. Для погрузки и выгрузки ОП с кареток камер пуска и приема предусмотрено подъемное устройство (6) с ручной талью (7).

Наиболее ответственная часть камер пуска и приема - концевой затвор (рис. 3.8.2).

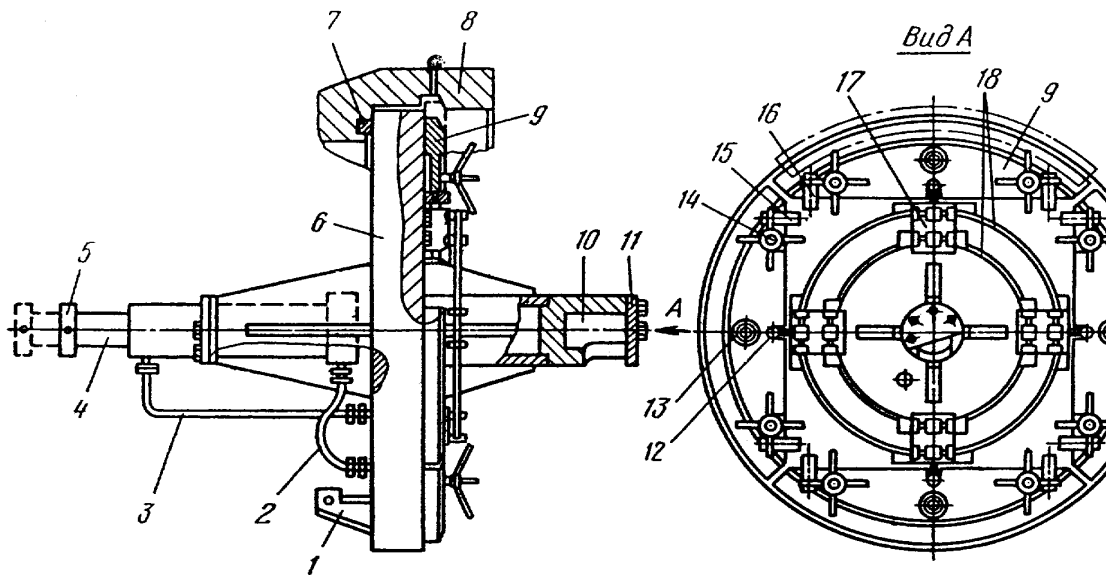


Рисунок 3.8.2. Схема устройства концевого затвора камеры пуска

Отечественная промышленность выпускает камеры пуска и приема с концевым затвором в виде массивной крышки (6), по поверхности которой в направляющих (15) и (16) под действием гидравлических цилиндров (17), через шток и толкатели (12) движутся четыре запирающихся сектора (9), оканчивающихся самотормозящимися клиновыми поверхностями, входящими в зацепление с внутренней клиновой поверхностью фланца (8). Уплотнение проводится кольцевой прокладкой (7). Запирающие секторы (9) снабжены фиксаторами (13) и зажимными штурвалами (14).

Гидравлические цилиндры (17) приводятся в действие через кольцевую гидравлическую систему (18). Для перемещения заслонку закрепляют на шаровой опоре тележки, входящей в полость (10) и закрывающейся крышкой (11). На заслонке концевого затвора имеется захват (1) для поддона, на котором укладывают очистное устройство. Кроме того, на заслонке камеры пуска предусмотрен гидравлический толкатель (4) с подпятником (5), который приводится в действие через гидравлическую систему (18). Для перемещения заслонку закрепляют на шаровой опоре тележки, входящей в полость (10) и закрывающейся крышкой (11). На заслонке концевого затвора имеется захват (1) для поддона, на котором укладывают очистное устройство. Кроме того, на заслонке камеры пуска предусмотрен гидравлический толкатель (4) с подпятником (5), который приводится в действие через гидравлическую систему (2,3) и служит для запасовки очистного поршня.

Заслонка концевого затвора камеры приема аналогична, только вместо толкателя на ней установлен амортизатор.

Камеры пуска и приема ОП изготавливают на $P_{\text{раб.}} = 7,5 \text{ МПа}$ и температуру рабочей среды от -60 до 60°C . После 100 циклов (открытие-закрытие) проводят ремонт прокладок и быстроизнашивающихся деталей. Общий ресурс составляет 100 циклов. Конструктивно узлы пуска и приема, а также участки газопровода длиной по 100 м, примыкающие к ним, выполняются в соответствии

с требованиями, предъявляемыми к участкам первой категории.

Их испытание проводят гидравлически с давлением, равным $1,25 P_{\text{раб}}$. Для обеспечения беспрепятственного прохода очистного поршня по трубе, к газопроводу предъявляются следующие требования:

- диаметр газопровода по всей длине должен быть одинаковым;
- запорная линейная арматура должна быть равнопроходной;
- в тройниках на отводах, если их диаметр более 30% диаметра основного газопровода, предусматривается установка направляющих планок для предотвращения заклинивания очистного поршня;
- внутренняя поверхность труб не должна иметь выступающих деталей, кроме сигнализаторов, рычаг которых утопает при проходе очистного поршня;
- отводы, компенсаторы должны быть с радиусами изгиба не менее пяти диаметров очищаемого газопровода;
- конденсатосборники типа «расширительная камера» оборудуются направляющими планками для беспрепятственного прохода очистного поршня, причем они не должны мешать нормальной работе конденсатосборника;
- переходы должны выполняться с учетом дополнительных нагрузок от веса поршня и газоконденсатной смеси.

Принцип работы узлов запуска и приема очистных поршней

Очистные поршни при работающей КС запускают в следующей последовательности (рис. 3.8.3):

закрывают краны №2, 3, 5, 7 (краны №8 и №10 - закрыты, а краны №9, 11 - открыты) и открывают краны №4, 6 для выпуска газа из камеры пуска в атмосферу. После освобождения камеры от газа открывают концевой затвор и тележка с заслонкой отводится до тех пор, пока из камеры не выйдет каретка (поддон), на которую с помощью подъемного устройства загружают поршень. После этого тележку вместе заслонкой и кареткой подводят к камере пуска до полного закрытия заслонки и ручным насосом в гидросистеме создают избыточное давление для закрытия концевого затвора. Затем затвор фиксируют фиксаторами и зажимными штурвалами. На цилиндр запасовки подают давление. Очистной поршень толкателем вводят в газопровод.

Далее камеру продувают через открытые краны №4 и №6 путем открытия кранов №3 и №5. После продувки и закрытия кранов №4 и №6 выравнивают давление по обе стороны поршня, затем открывают краны №2, 7, 8, закрывают кран №11, после чего поршень начинает двигаться к следующей КС, на которой перед пуском поршня обязательно на камере приема должен быть открыт кран №16. Выход поршня из камеры пуска контролируют сигнализатором 1. После запуска поршня собирают первоначальную схему: кран 11 открывают, а краны №2, 7, 8 закрывают.

При неработающей КС на запасованный поршень подают газ посредством открытия кранов №7, 9 и закрытия крана №10.

При движении очистного поршня по газопроводу благодаря его плотному прилеганию к стенке трубы происходит ее очистка. Продукты очистки собираются перед поршнем и движутся вместе с ним. От герметичности между поршнем и стенкой трубы во многом зависит степень очистки. На камере приема открывают краны №12, 13, 16, а при подходе жидкости и кран №15. Проход поршня в камеру приема контролируют по двум сигнализаторам: после срабатывания первого сигнализатора по ходу поршня закрывают краны №15, 16 и открывают кран №14, после срабатывания второго - закрывают краны №12, 13, 14 и краном №6 на свече регулируют заход поршня в камеру. Закрытию крана №15 должно предшествовать открытие крана №14. Жидкость и грязь отводятся в приемный колодец или емкость.

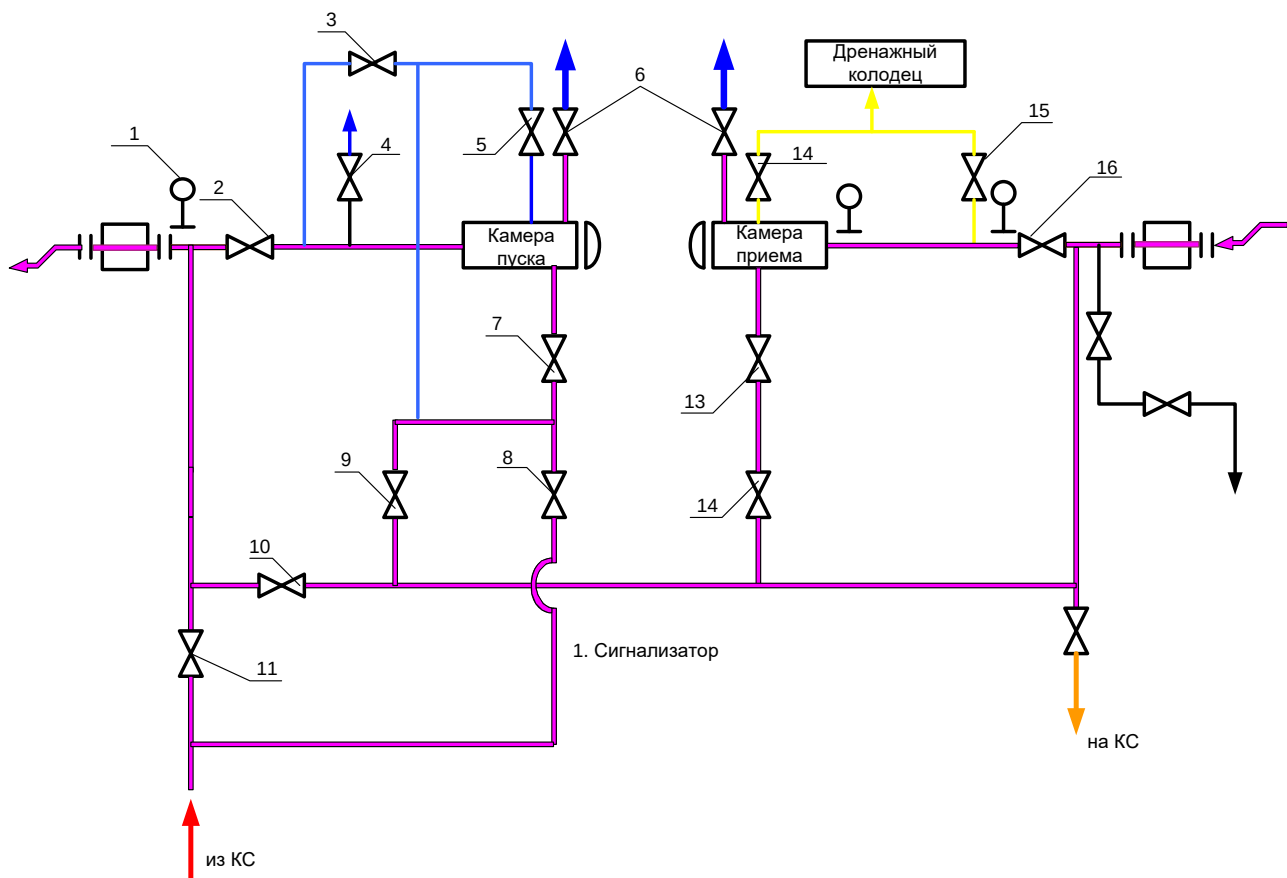


Рисунок 3.8.3. Технологическая схема запуска и приема очистных поршней.

После освобождения камеры приема от газа через свечу 6 открывают концевой затвор. Тележку с заслонкой, а вместе с ней каретку с поршнем, отводят от камеры. Поршень с помощью подъемного устройства убирают с каретки, проводят осмотр, очистку концевой затвора и приводят все в первоначальное состояние.

3.9. Запорная арматура

Трубопроводная арматура представляет собой приспособления, которые монтируются на трубопроводах, котлах, резервуарах и других устройствах, находящихся под давлением, для включения и отключения отдельных участков трубопровода, регулирования расхода и давления среды, указания и регулирования уровней жидкостей, изменения направления движения транспортируемой по трубопроводам среды и т.п. Наиболее распространенный вид арматуры - запорная. К запорной арматуре относятся устройства, предназначенные для отключения одной части трубопровода от другой, а так же включения и отключения технологических установок, аппаратов и сосудов.

Требования, предъявляемые к запорной арматуре

К особенностям работы запорной арматуры на магистральных трубопроводах относятся:

1. высокое давление транспортируемого газа (до 100 кг/см^2);
2. высокая температура газа на выходе КС (до 120°C);
3. наличие в составе газа компонентов, вызывающих коррозию металла (углекислый газ, сероводород);
4. наличие газового конденсата (до 1000 г/м^3);
5. сконцентрированной минерализованной воды;
6. метанола;
7. диэтилгликоля и механических примесей (до 50 г/м^3).

В связи с этим к запорной арматуре магистральных газопроводов предъявляются следующие требования:

1. запорная арматура должна обеспечивать герметичное отключение дефектного участка газопровода, сосуда или аппарата от технологических трубопроводов во избежание поступления к месту ремонтных работ газа, который может загореться, взорваться или вызвать отравление персонала;
2. магистральные газопроводы рассчитаны на дополнительную эксплуатацию, поэтому запорная арматура длительное время должна сохранять герметичность и работоспособность;
3. запорная арматура должна обеспечивать минимальное гидравлическое сопротивление, так как дополнительное сопротивление движению газа ведет к расходу энергии на преодоление этого сопротивления;
4. запорная арматура должна иметь хорошую герметичность относительно окружающей среды (в соединениях с трубопроводом, разъемах корпуса и через уплотнения полуосей затвора арматуры не должно быть утечек);
5. конструкция запорной арматуры должна обеспечивать удобство ее обслуживания и ремонта, быстрое открытие и закрытие; при ручном управлении запорной арматурой усилия не должны превышать допу-

стимых нормами величин;

6. для обеспечения прохода очистных ершей и продувочных шаров в период эксплуатации газопровода диаметр запорного устройства должен соответствовать диаметру трубопровода, к которому оно подсоединено.

Классификация и конструктивные особенности запорной арматуры

Применяемая на магистральных газопроводах запорная арматура различается:

1. по конструктивным особенностям;
2. условному давлению;
3. условному проходу;
4. типу привода;
5. системы управления.

Запорная арматура каждого вида состоит из трех основных элементов: запорного устройства, привода и системы управления.

Запорное устройство представляет собой закрытый герметичный корпус, внутри которого помещен затвор. Корпус обычно имеет два (иногда и более) присоединительных конца, при помощи которых он плотно закрепляется в трубопроводе. Затвор предназначен для герметичного разобщения частей трубопровода. Он состоит из седла и запорного тела, которые соприкасаются во время герметичного разобщения частей трубопровода по поверхности, называемой уплотнительной, и образуют собой запорную пару.

Привод - это исполнительный механизм, перемещающий запорное тело внутри запорного устройства относительно седла из закрытого положения в открытое и наоборот.

Система управления служит для подачи дистанционного или местного управляющего сигнала к исполнительному механизму для установки затвора в открытое или закрытое положение.

Конструктивные особенности запорных устройств определяются исправлением перемещения запорного тела относительно седла.

По конструкции запорного устройства различают следующие типы запорной арматуры:

1. вентили;
2. задвижки;
3. краны.

Вентили

К вентилям относят запорную арматуру с поступательным перемещением затвора в направлении, параллельном потоку транспортируемой среды. Затвор, как правило, перемещается при помощи пары винт - ходовая гайка.

В случаях, когда к надежности и герметичности перекрытия прохода предъявляются высокие требования, широко применяют вентили для перекрытия потоков газообразных или жидких сред в трубопроводах с диаметром условного перехода до 300 мм при рабочих давлениях до 2500 кг/см и t° сред от -200°C до $+450^{\circ}\text{C}$.

По сравнению с другими видами запорной арматуры вентили имеют следующие преимущества:

1. возможность работы при высоких перепадах давления на золотнике и при больших рабочих давлениях;
2. простота конструкции, обслуживания и ремонта при эксплуатации;
3. меньший ход золотника, необходимый для полного перекрытия прохода;
4. относительно небольшие габаритные размеры и масса;
5. применяется при высоких и сверхнизких температурах рабочей среды;
6. герметичность перекрытия прохода;
7. использование в качестве регулирующего органа;
8. размещение на трубопроводе в любом положении (вертикально или горизонтально);
9. исключение возможности возникновения гидравлического удара.

Конструкция всех вентилях характеризуется высоким гидравлическим сопротивлением, большой строительной длиной, подачей среды только в одном направлении, определенном конструкцией вентиля.

Задвижки

К задвижкам относят запорные устройства, в которых проход перекрывается поступательным перемещением затвора в направлении, перпендикулярном движению потока транспортируемой среды.

Задвижки применяют для перекрытия потоков газообразных или жидких сред в трубопроводах с диаметрами условных переходов от 50 до 2000 мм при рабочих давлениях от 4 до 200 кг/см² и t° среды до 450°C.

В газовой промышленности задвижки используют при оборудовании устья скважин, на промысловых сборных пунктах, магистральных и газораспределительных газопроводах, трубопроводах компрессорных, газораспределительных станциях и подземных хранилищ.

В сравнении с другими видами запорной арматуры задвижки имеют следующие преимущества:

1. незначительное гидравлическое сопротивление при полностью открытом проходе;
2. отсутствие поворотов потока рабочей среды;
3. простота обслуживания;
4. относительно небольшая строительная длина;
5. возможность подачи среды в любом направлении.

Все задвижки характеризуются небольшим допустимым перепадом давлений на затворе, невысокой скоростью срабатывания затвора, возможностью получения гидравлического удара в конце хода, большой высотой, трудностью ремонта изношенных уплотнительных поверхностей затвора при эксплуатации, сложностью их изготовления.

Краны

Краном называется запорное устройство, в котором подвижная деталь за-

твора имеет форму тела вращения с отверстием для пропуска потока и которое при перекрытии потока вращается вокруг своей оси, перпендикулярной оси трубопровода.

Любой кран имеет две основные детали - корпус и пробку. В зависимости от конструкции затвора краны делятся на:

1. конические;
2. цилиндрические;
3. сферические или шаровые
4. от характера движения пробки - с вращением пробки без подъема и с подъемом ее перед поворотом и последующим опусканием (прижимом после поворота);
5. по форме и сечению проходного канала - полнопроходные и с суженным проходом (т.е. затворы могут иметь отверстия, равные внутреннему диаметру присоединяемой трубы или меньше);
6. в зависимости от применения смазки - со смазкой или без смазки.

Краны могут иметь ручное управление, гидравлический, пневматический, пневмогидравлический и электрический привод.

Кроме того, их различают по конструкции и материалу корпуса, рабочему давлению и условному проходу, наличию обогрева, направлению потока, числу патрубков и т.д.

По сравнению с другими видами запорной арматуры краны обладают следующими преимуществами:

1. крутящий момент привода (ключа, штурвала и др.) в кранах передается непосредственно на пробку; в других видах запорной арматуры для обеспечения поступательного перемещения запирающей детали имеется, как правило, резьбовая пара;
2. прямоточность движения потока через отверстие в пробке крана и вследствие этого малое гидравлическое сопротивление;
3. компактность, так как пробка кранов в отличие от подвижных деталей вентиля и задвижек, перемещающихся поступательно, вращается вокруг оси, не перемещаясь в пространстве;
4. при работе поверхность пробки не отрывается от корпуса и уплотнительные поверхности остаются замкнутыми, что значительно уменьшает эрозию уплотнительных поверхностей и опасность попадания на поверхность контакта посторонних частиц; это же обстоятельство позволяет применять смазку уплотнительных поверхностей для увеличения герметичности затвора;
5. возможность использования кранов небольших условных проходов при малом давлении для регулирования потока.

Недостатком кранов является сложность получения правильной и одинаковой геометрии деталей затвора, что повышает трудоемкость работ по притирке уплотнительных поверхностей.

По способу присоединения к трубопроводу запорную арматуру подразделяют на: муфтовую, цапковую, фланцевую и с концами под приварку, последние два способа применяются на магистральных газопроводах.

В соответствии с назначением запорную арматуру изготавливают из углеродистой или легированной стали, чугуна разных марок, цветных металлов и других материалов.

Условные обозначения

Запорная арматура выпускаемая промышленностью имеет условные обозначения, состоящие из четырех характеристик.

Первая характеристика (двухзначное число) определяет тип арматуры:

1. 10 - кран пробко-спускной
2. 11 - кран для трубопровода
3. 15 - вентиль
4. 30 - задвижка

Вторая характеристика (одна-две буквы) обозначают материал корпуса:

1. с - сталь углеродистая
2. нж - сталь кислотостойкая и нержавеющая
3. ч - чугун серый
4. кч - чугун ковкий
5. б - бронза, латунь
6. а - алюминий

Третья характеристика (одна или три цифры) указывают вид примененного привода (первая цифра) и фигуру, характеризующую конструктивные особенности изделия:

Механический:

1. 3 - с червячной передачей
2. 4 - с цилиндрической передачей
3. 5 - с конической передачей
4. 6 - Пневматический
5. 7 - Гидравлический
6. 8 - Электромагнитный
7. 9 - Электрический

Четвертая характеристика (одна-две буквы) обозначает материал, из которого выполнены уплотнительные поверхности изделия:

1. бр - латунь, бронза
2. нж - кислотостойкая и нержавеющая сталь
3. бт - баббит
4. р - резина
5. вн - винипласт
6. фп - фторопласт

7. бк - без вставных или наплавленных уплотнительных колец (уплотнительные поверхности выполнены непосредственно на самом корпусе или заготовке)

В зависимости от материала корпуса наружные необработанные по-

верхности (корпус, крышка, сальник и т.п.) чугунной и стальной арматуры (кроме приводных установок) окрашивают в различные цвета:

Сталь углеродистая	- серый
Чугун серый, ковкий и др.	- черный
Сталь кислотостойкая и нержавеющая	- голубой
Цветные сплавы	- не окрашивается

В зависимости от материала уплотнительных деталей затвора, установлена дополнительная окраска приводного устройства изделия (маховика, рычага и т.д.):

Бронза или латунь	- красный
Сталь кислотостойкая и нержавеющая	- голубой
Баббит	- желтый
Резина	- коричневый
Пластмасса	- черный с синими полосками по периметру
Без колец	- цвет окраски корпуса и крышки

Примеры условных обозначений запорной арматуры:

15кч22нж - 15 - вентиль, кч - корпус из ковкого чугуна, 22 - конструкция (по каталогу), нж - уплотнительные поверхности из нержавеющей стали;

15кч916бр - 15 - вентиль, кч - корпус из ковкого чугуна, 9 - привод электрический, 16 - конструкция (по каталогу), бр - уплотнительные поверхности из латуни и бронзы;

30ч7бк - 30 - задвижка, ч - корпус из серого чугуна, 7 - конструкция (по каталогу), бк - уплотнительные поверхности выполнены без вставных колец;

11с320бк - 11 - кран, с - корпус из углеродистой стали, 3 - привод механический с червячной передачей, 20 - конструкция крана (по каталогу), бк - уплотнительные поверхности выполнены непосредственно на самом корпусе, т.е. без вставных колец;

11с722бк1 - 11 - кран, с - корпус из углеродистой стали, 7 - с пневмоприводом, 22 - конструкция крана (по каталогу), бк - уплотнительные поверхности выполнены без вставных колец цифра 1 в конце обозначения означает способ соединения крана с трубопроводом, в данном случае соединение сварное (с концами под приварку).

Типы соединения запорной арматуры с трубопроводом.

Соединение труб с запорной арматурой может быть разъемным и неразъемным. К разъемным соединениям относятся: муфтовые, цапковые и фланцевые. К неразъемным: сварные и полные.

Наиболее широкое распространение на магистральных газопроводах получило сварное и фланцевое соединение запорной арматуры с трубопроводом.

Сварка - наиболее дешевый способ присоединения арматуры, т.к. для ее производства требуется мало материалов и самое простое оборудование. Сварное соединение достаточно надежно с точки зрения прочности и герметичности. Однако к запорной арматуре, присоединенной сваркой предъявляются особые требования: максимальный срок службы при минимальном (по числу и стоимости) текущем ремонте и свободный доступ к наиболее изнашивающимся узлам.

Условный проход запорной арматуры.

Условный проход одна из основных характеристик запорной арматуры. Под условным проходом в запорной арматуре понимают минимальный внутренний диаметр присоединительных концов.

Условный проход обозначается - Ду. Например, условный проход 300 мм выразим как Ду 300 мм.

Внутренние размеры проходов в запорной арматуре определяются, исходя из конструктивных соображений и необходимости обеспечения минимального гидравлического сопротивления. Особые требования, предъявляемые к проходному сечению запорной арматуры, зависят от характера транспортируемого продукта и условий эксплуатации.

По форме и сечению проходного канала запорную арматуру можно разделить на две группы: с полностью и частично открывающимися каналами.

Запорная арматура с полностью открывающимся каналом может быть полнопроходной и полнооткрывающейся.

Полнопроходная запорная арматура имеет цилиндрический проходной канал, соответствующий внутреннему диаметру трубопровода. Она характеризуется очень незначительным гидравлическим сопротивлением и обуславливает минимальную турбулентность потока. Полнопроходная арматура меньше, чем полнооткрывающаяся, загрязняется механическими частицами, содержащимися в газе, и обеспечивает беспрепятственное прохождение скребков, шаров и других очистных устройств.

Полнопроходными выпускаются: клиновые и параллельные задвижки, большинство шаровых и некоторые модели пробковых кранов.

По сравнению с полнопроходной, полнооткрывающаяся арматура имеет канал, отличающийся по конфигурации или площади поперечного сечения от канала трубопровода. К ней относится большинство пробковых кранов, вентилей, некоторые модели шаровых кранов и задвижек.

Применение запорной арматуры этого вида целесообразно в том случае, когда повышенный перепад давления, связанный с уменьшением сечения про-

ходного канала по сравнению с сечением присоединительных концов, не влияет на эксплуатационный режим газопровода.

Условное давление.

Условное давление устанавливается по ГОСТ 356-68 в зависимости от рабочего давления, на которое рассчитано запорное устройство, температуры среды и свойств материала.

За условное давление принимается наибольшее допустимое рабочее давление среды при следующих температурах ($^{\circ}\text{C}$): для стали - до 200; для чугуна, бронзы и латуни - до 120.

С повышением t° среды допускаемое рабочее давление примерно снижается пропорционально изменению механических свойств металла.

Прочность запорной арматуры, соединительных частей и трубопроводов должна проверяться пробным давлением, при котором арматура подвергается гидравлическому испытанию на прочность и плотность материала водой при t° ниже 100°C . Пробное давление P устанавливается в зависимости от условного давления $P_{\text{пр}} = 1,5 P_u$. В особых случаях эксплуатации, когда арматура может испытывать динамические перегрузки (гидравлические удары, вибрацию, пульсирующие давления), а так же при движении по трубопроводу среды, которая в силу своих специфических свойств (ядовитость, коррозионная активность и др.) требует особых мер предосторожности, рабочее давление устанавливается органами технадзора по специальным техническим условиям с поправочными коэффициентами.

Примеры обозначения условного и пробного давления по стандарту: условное давление $40 \text{ кг/см}^2 - P_u 40$; пробное давление $60 \text{ кг/см}^2 - P_{\text{пр}} 60$.

Маркировка запорной арматуры.

Маркировка должна выполняться на корпусе запорной арматуры и содержать товарный знак завода-изготовителя, условное давление (P_u), диаметр условного прохода (D_u); стрелку, показывающую направление потока среды, знаки маркировки на литой арматуре выполняют отливкой на корпусе, на штампованной или кованной арматуре - штамповкой, клеймением или гравировкой. Знаки маркировки наносят на лицевой стороне корпуса, кроме товарного знака завода-изготовителя, который наносят на противоположной стороне. На арматуре, обеспечивающей прохождение рабочей среды в любом направлении, маркировку наносят без стрелок. На торцах пробок кранов должны наноситься риски, указывающие расположение проходных отверстий в пробке.

Назначение и устройство узлов управления кранами.

Как уже говорилось раньше, привод кранов, выпускаемый нашей отечественной промышленностью, может быть различным: ручным, электрическим, пневматическим, гидравлическим и электромагнитным (соленоидным).

Запорную арматуру (краны) с ручным приводом применяют на трубопроводах небольших диаметров или при разном открытии и закрытии ее в процес-

се эксплуатации. При этом в зависимости от требуемого усилия и скорости срабатывания запорного устройства привод осуществляется через шестеренчатый или червячный редуктор или без него при помощи ручного насоса.

На трубопроводах больших диаметров при дистанционном управлении или синхронизации работы арматуры и основного оборудования (на компрессорных станциях) используют приводы других типов. Наиболее распространенным приводом на магистральных газопроводах является пневматический.

Для управления пневмоприводными кранами служат узлы управления электропневматические (ЭПУУ).

Узел управления ЭПУУ-4-1 предназначен для дистанционного и местного (ручного) управления переключением переходных пневмогидроприводных кранов с условным давлением (15-80 кг/см²).

Технические данные:

1. В качестве рабочего агента применяется природный газ по ОСТ 51.40-83.
2. Давление газа питания в пределах - 15-80 кг/см².
3. Напряжение постоянного тока управляющего сигнала - 110 В.
4. Мощность потребления одним электромагнитом - 15 Вт.
5. Режим работы электромагнитов - длительный.
6. Условия эксплуатации
 - Температура окружающей среды, °С - min 55° - плюс 50°.
 - Виброустойчивость и вибропрочность при частоте, Гц - от 5 до 80 с амплитудой 0,075 мм и ускорением 9,8 м/с.
7. Средний срок службы до списания не менее 15 лет.
8. Масса не более 11,5 кг.
9. Уровень взрывозащиты - взрывоопасный.

Узел управления ЭПУУ-4 состоит из трех электромагнитов, установленных в специальном взрывозащищенном корпусе. Электромагниты через толкатель соединены со специальным рычагом (для ручного управления), который в свою очередь соединен с соответствующим краном.

На рис.2.6.1. показана принципиальная электропневматическая схема узла управления ЭПУУ-4. К штуцеру с маркировкой «—◁» подводится газ давлением (15-80 кг/см²).

После снятия управляющего сигнала с соответствующего электромагнита (ЭО, ЭЗ или ЭМ) контакт клапана размыкается, и рабочий газ из полости привода крана сбрасывается в атмосферу через штуцер организованного отвода с маркировкой «—▷».

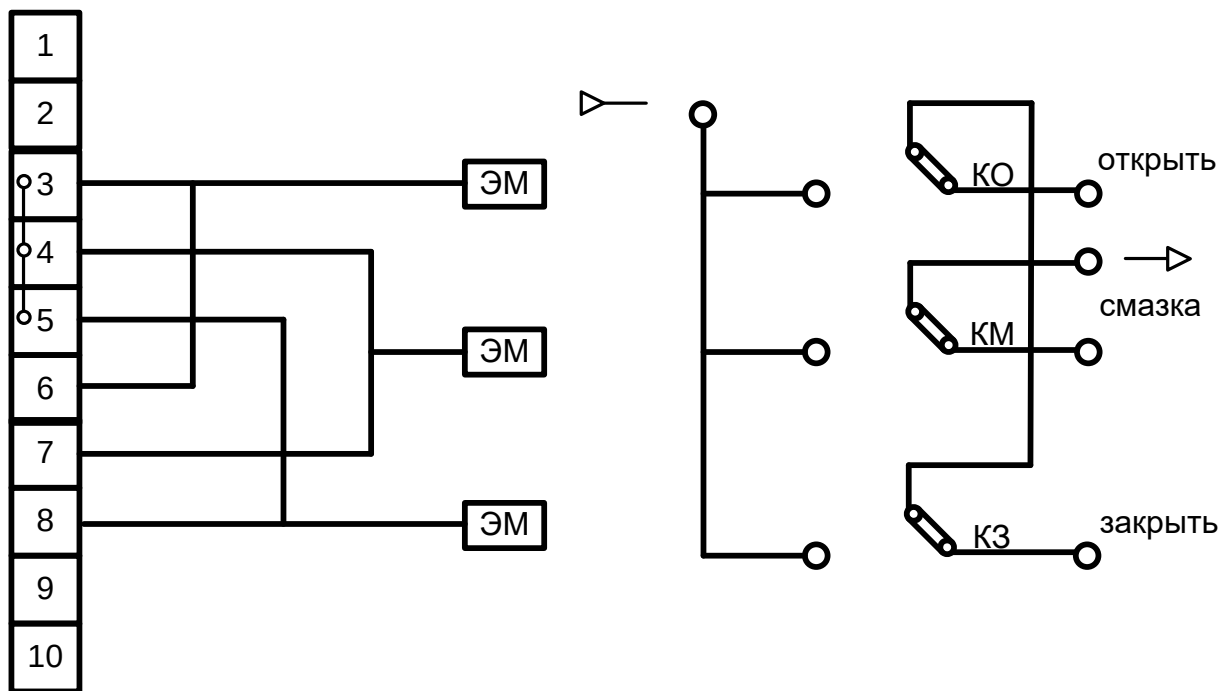


Рис. 3.9.1. Схема электропневматическая принципиальная узла управления ЭПУУ - 4

Краны связаны каналами. На рисунке 2.6.2. показана обобщенная схема дистанционного управления краном. Переключение кранов осуществляется импульсным газом, который через гибкие шланги подается в серводвигатель с помощью электромагнитных клапанов открытия СО (соленоид открытия) и закрытия СЗ. Соленоидный клапан мультипликатора (СМ) служит для подачи в кран уплотняющей смазки.

Электромагнитные клапаны открыты, когда по соленоиду притекает ток, вследствие чего происходит подача газа высокого давления в пневмоцилиндр (серводвигатель).

В случае отказа дистанционного управления, которое осуществляется как с МЦУ, находящемся в машинном зале или с ГЦУ (исчезло напряжение питания или вышел из строя электромагнит), то управление осуществляется вручную, нажатием на соответствующий рычаг, который и откроет тот или иной клапан.

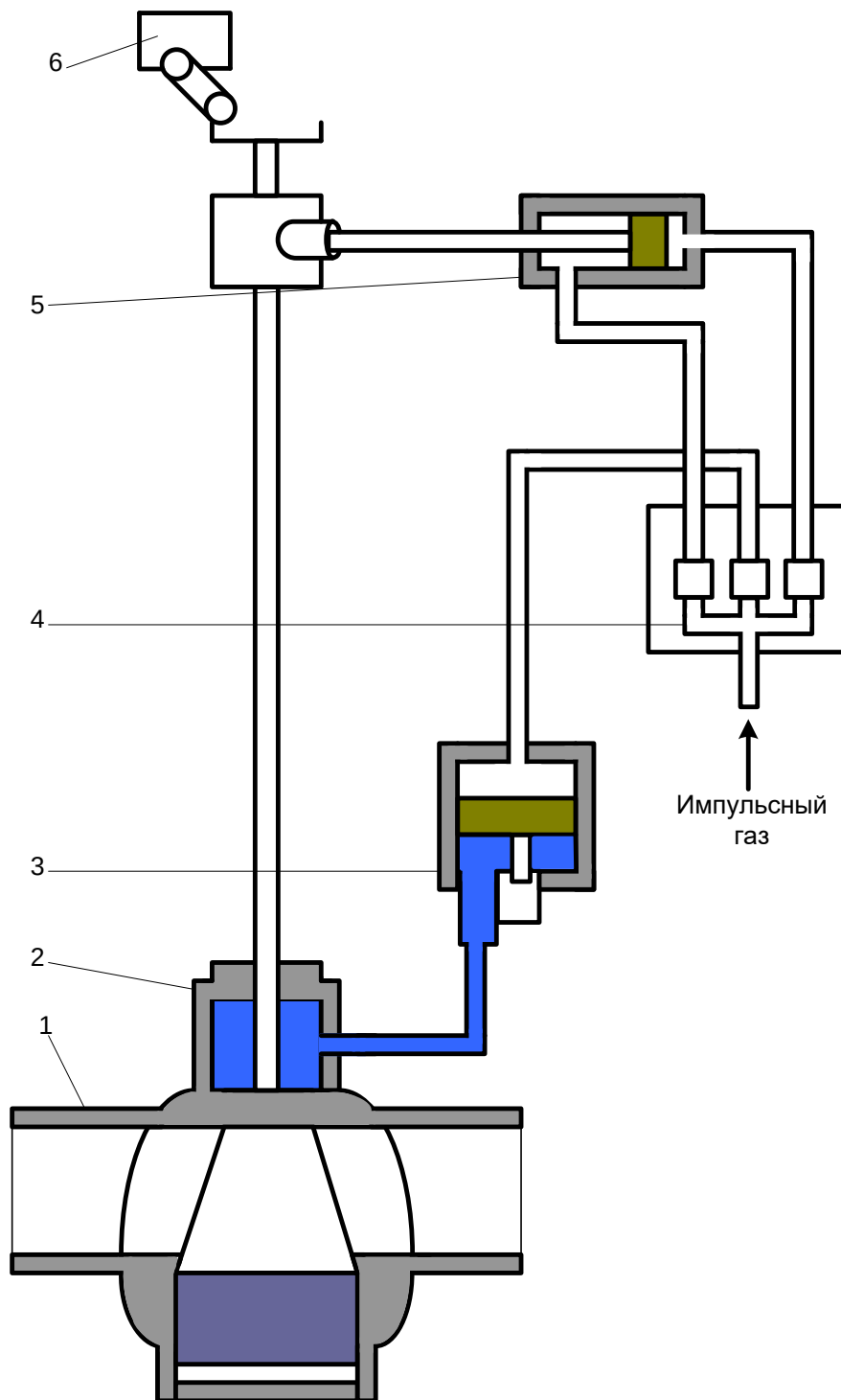


Рис. 3.9.2. Дистанционное управление краном.

Устройство основных типов кранов, устанавливаемых на КС.

На КС применяются различные типы запорной арматуры, наибольшее распространение получили задвижки и краны. На рисунках 2.6.3. и 2.6.4. показаны основные типы задвижек, применяемых на КС. Для примера показаны задвижки на $P_y = 3 \text{ кг/см}^2$ (30ч7бк) и $P_y = 25 \text{ кг/см}^2$ (30сб4нж1). В качестве уплотнения служит набивка из просаленной пеньки или сухого асбеста.

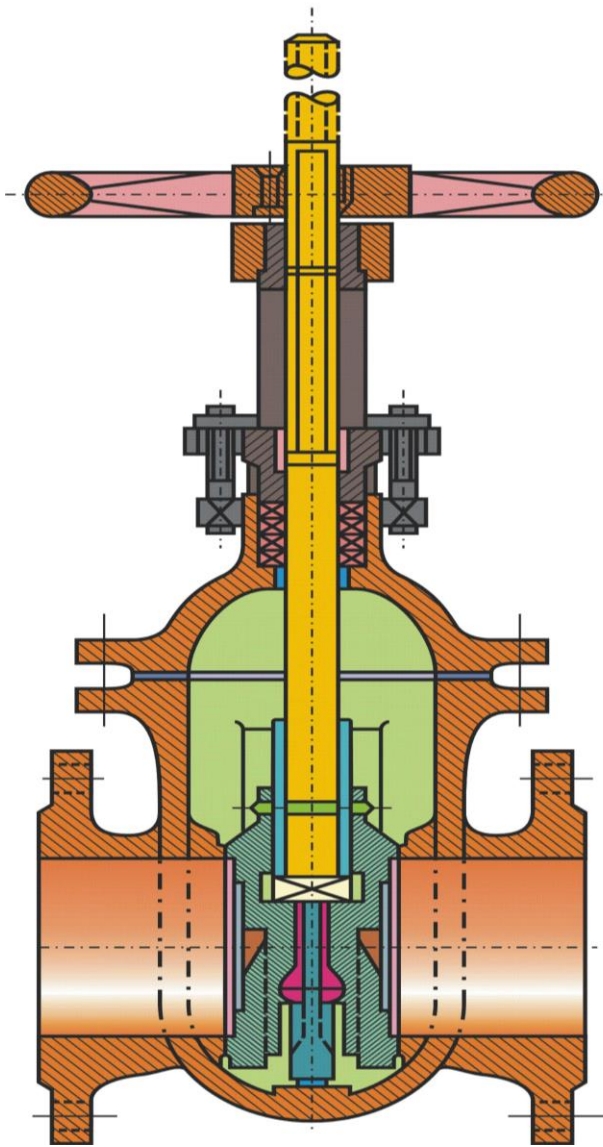


**Рис. 3.9.3. Задвижка
с выдвижным шпинделем.**

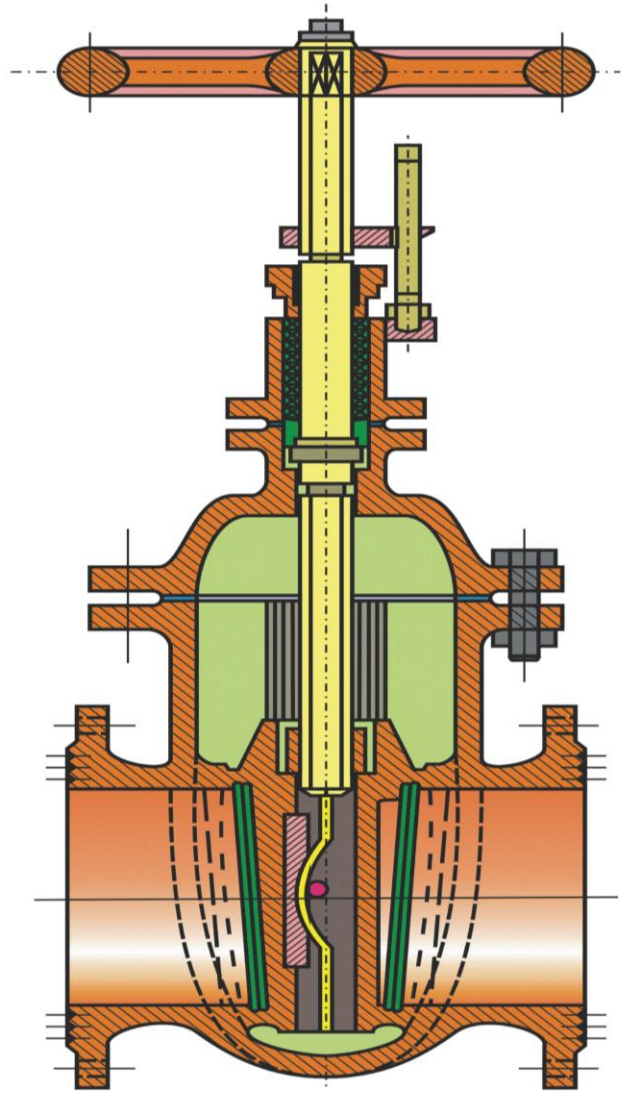


**Рис. 3.9.4 Задвижка
с не выдвижным шпинделем.**

Основной тип запорной арматуры, применяемой на КС - это краны, их мы и рассмотрим подробнее.

На КС применяются различные типы кранов как отечественного производства (Дзержинский, Пензенский, Алексинский и Волгоградский заводы), так и зарубежного (фирмы Италии, Франции и Чехии):

1. с диаметром условного прохода - Ду 300, 400, 500, 700, 1000, 1020 и 1420 мм;
2. с P_y - 64 и 80 кг/см²;
3. с различным типом приводов ручные, пневмопривод, гидропривод, пневмогидропривод;
4. с различной областью применения (места установки).

На рисунке 3.9.5 и 3.9.6. показаны пневмоприводные краны с Ду=400, 500 и 700 мм, $P_y = 64$ кг/см² как для подземной (рисунок 3.9.7.) так и для наземной

(рисунок 3.9.8.) установки. Конструкция и принципы действия этих кранов аналогичны описанному выше. Краны такого типа устанавливаются вертикально, шпинделем вверх.

Краны с $D_u=700$, $P_u - 64 \text{ кг/см}^2$, о которых было сказано выше, устанавливаются на КС: на узлах подключения, а также на обвязке ГПА.

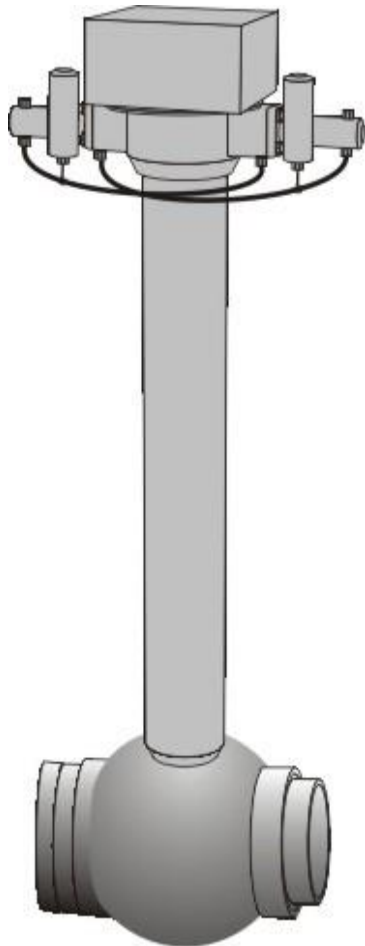


Рисунок 3.9.5.
Кран проходной с концами под приварку $D_u = 700$ мм.

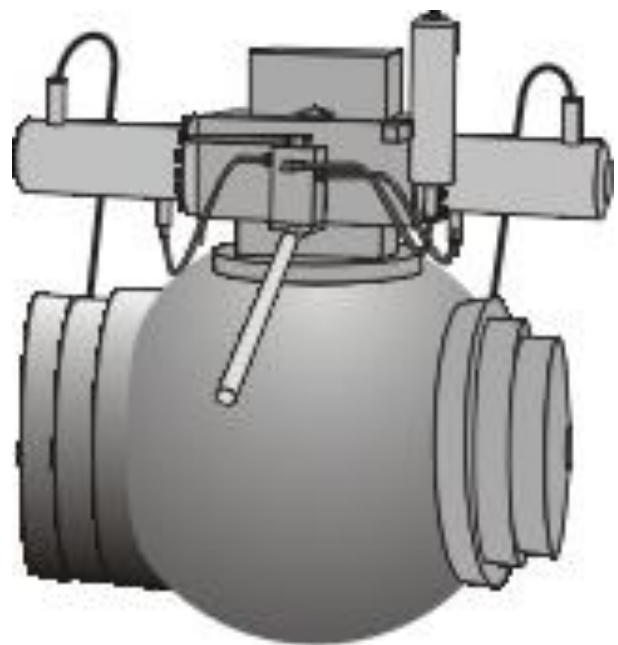
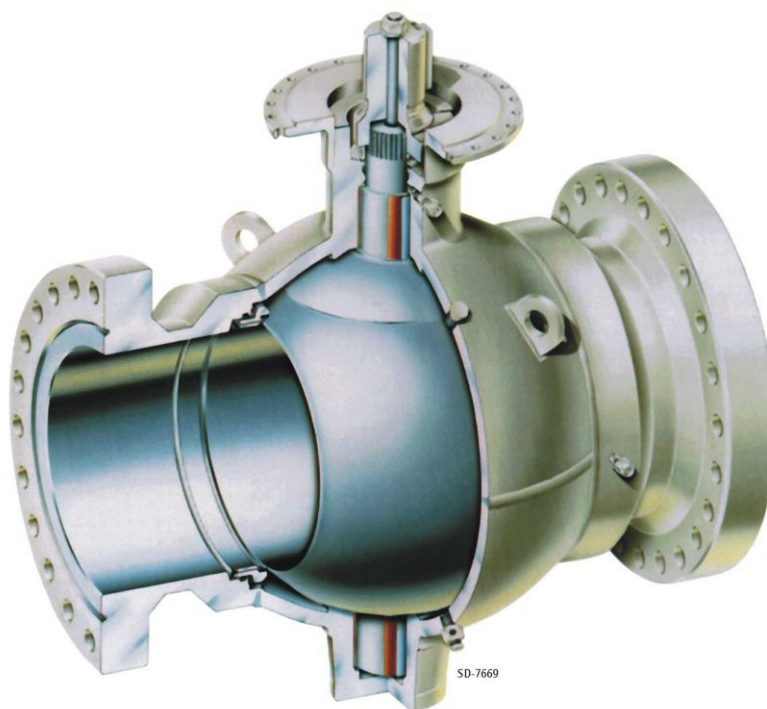


Рисунок 3.9.6.
Кран проходной с концами под приварку $D_u = 400, 500, 700$ мм.

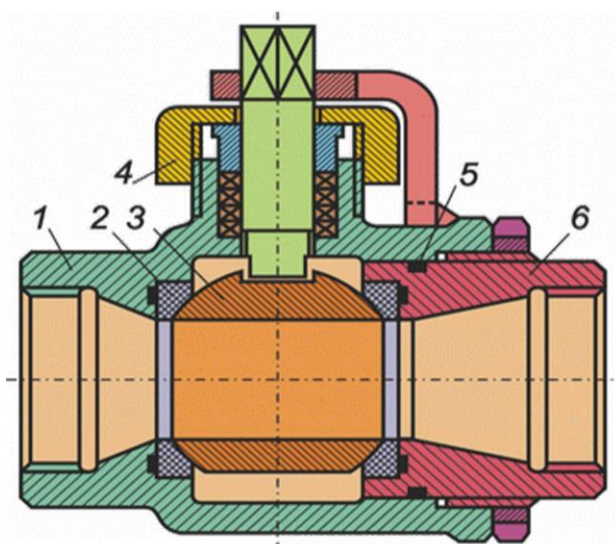
Импортные запорные краны с шаровым затвором.

В настоящее время на КС нашли широкое применение импортные запорные краны с шаровым затвором. Шаровые краны обладают прямоотчностью, низким гидравлическим сопротивлением, постоянным контактом уплотнительных поверхностей (уменьшающим коррозию и позволяющим применять уплотнительную смазку), малыми размерами. Однако шаровые краны имеют преимущества перед коническими: пробка и корпус крана благодаря сферической форме имеют меньшие размеры и массу, а также большую прочность и жесткость. В шаровых кранах не нужны ребра жесткости, усложняющие технологию отливки и увеличивающие массу всего устройства.

Шаровый кран

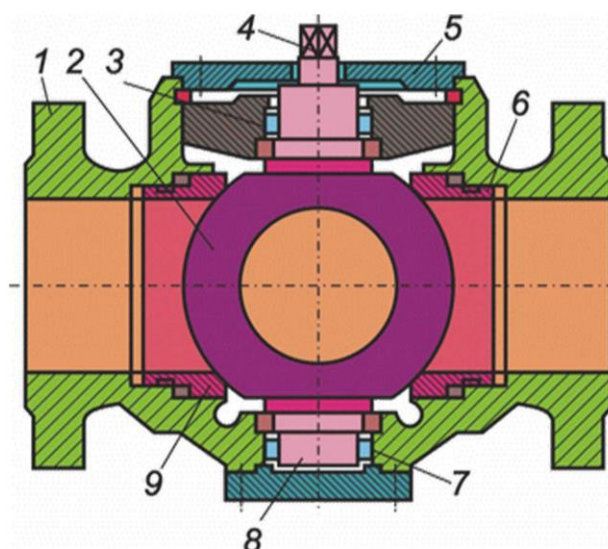


Шаровой затвор представляет собой узел, состоящий из четырех основных элементов: шара, двух уплотнительных седел и поворотного штока (шпинделя). По способу установки шара и уплотнительных седел можно выделить три основных типа шаровых затворов: с плавающим шаром, с шаром на опорах и со свободным шаром и подпружиненной плавающей втулкой. Выбор типа затвора зависит от рабочего давления среды и диаметра условного прохода крана.



Шаровый кран с плавающей пробкой

- 1 - корпус
- 2 - пластмассовое уплотнительное кольцо
- 3 - пробка
- 4 - накидная гайка
- 5 - резиновое уплотнительное кольцо
- 6 - крышка



Шаровый кран с плавающими кольцами

- 1 - корпус
- 2 - пробка
- 3, 7 - подшипники
- 4 - шпindel
- 5 - крышка
- 6, 9 - уплотнительные кольца
- 8 - цапфа

Запорные краны с шаровым затвором имеют различное технологическое назначение и применяются в качестве запорно-отключающих устройств в обвязке ГПА, сепараторов и пылеуловителей, камер пуска и приема скребков, ГРС и СПХГ, а также в свечных обвязках и узлах подключения КС.

В настоящее время на магистральных газопроводах эксплуатируются запорные краны с шаровым затвором, которые выпускаются фирмами «Со Дю Тарн» и «Камерон» (Франция), «Грове» (Италия), а так же «ЧДК» (Чехия).

Особенности эксплуатации шаровых кранов:

Основная цель эксплуатации шаровых кранов - обеспечение бесперебойной транспортировки газа по магистральным газопроводам, эффективной работы ГПА и линейной части, быстрых переключений и отключений, отдельных ГПА и их групп, цехов КС, быстрого выполнения различного рода технологических операций и безотказного проведения огневых работ. Поэтому при эксплуатации шаровых кранов необходимо выполнять следующие требования:

1. Для исключения потери герметичности в результате эрозии тефлоновых уплотнительных элементов шаровых затворов запрещается регулировать поток газа запорными кранами с шаровым затвором.
2. Перестановку шаровых затворов кранов, а также открытие кранов при перепаде на них давлений необходимо производить только при помощи гидропневматического или дистанционного управления. Ручное управление кранов возможно только при давлении в газопроводе менее 10 кг/см^2 или при отказе гидропневматического управления.
3. В процессе эксплуатации кранов нельзя допускать нарушения заводской регулировки конечных положений шарового затвора.

4. У кранов, не имеющих дистанционного управления, запорная арматура, устанавливаемая на линиях питания системы управления импульсным газом, должна открываться при необходимости перестановки шаровых затворов.
5. У дистанционно управляемых шаров в закрытом положении, установленных на узлах приема и запуска очистных устройств, арматура на линиях отбора газа со стороны низкого давления во избежание образования гидратных пробок должна быть закрыта.
6. Запрещается применять не рекомендованные фирмой гидромасла без проведения лабораторных испытаний на совместимость их с материалом уплотнений.
7. Не допускается использование гидропривода кранов в качестве пневмопривода при отсутствии гидромасел.
8. Не допускается доливать в емкость гидропривода гидромасло, не идентичное налитому ранее.
9. Запрещается проводить какие-либо проверочные или профилактические работы в системе гидропневматического управления без закрытия запорной арматуры на линиях импульсного газа и сброса давления из системы.
10. При открытии или закрытии кранов с ручным управлением не допускается применение удлинителей. Усилие на рычаги не должно превышать 15 кг/см^2 . Поворот пробки необходимо производить плавно.

Действие машиниста при эксплуатации запорной арматуры.

При приеме смены машинист производит контроль и осмотр запорной арматуры КЦ и сопоставляет данные осмотра с докладом предыдущей смены. После чего делает доклад сменному инженеру и получает разрешение на прием смены.

При приеме смены, а также при обходе в течение смены машинист обращает внимание на положение запорной арматуры, оно должно быть следующим:

На работающем ГПА:

Краны №1, 2, 4, 6, 12, 12р, 10 - открыты

Краны № 5, 9, 11, АПК - закрыты

На остановленном ГПА:

Краны №1, 2, 4, , 6, 11, , 12, 12р - закрыты

Краны № 5, 9, 10 - открыты

А также проверяет содержание органов управления запорной арматуры ГПА:

На агрегатах, находящихся в работе:

1. включено питание цепей управления кранами пускового, топливного и технологического газа ГПА;
2. открыты вентили отбора импульсного газа из коллектора и контура

- нагнетателя на узлы управления запорной арматуры;
3. импульсные линии шлангами РВД от соленоидов узлов управления «открытие», соединены с гидробаллонами или штуцерами пневмоцилиндров кранов «открытия» №, 5, 6, 9.
 4. шланги на закрытие кранов 5, 9, 10 должны быть отсоединены от штуцеров импульсных линий «закрытие»;
 5. импульсные линии шлангами РВД от соленоидов узлов управления «закрытие» соединены с гидробаллонами или штуцерами пневмоцилиндров кранов «закрытие» - №1, 2, 12, 6;
 6. шланги РВД на открытие кранов №1, 2 и 4, 12, 11 должны быть отсоединены от штуцеров импульсных линий «открытие».

На агрегатах, находящихся в резерве:

1. отключено питание цепей управления кранами топливного, пускового и технологического газа ГПА. Подача питания возможна с ведома сменного инженера с записью в оперативном журнале для наладочных работ и проверке защит;
2. закрыты вентили отбора импульсного газа управления запорной арматурой, обеспечен видимый разрыв импульсной линии от вентилля до узлов управления, импульсный газ стравлен;
3. отсоединены шланги от импульсных линий к штуцерам «открытие» гидробаллонов или пневмоцилиндров кранов № 1, 2, 4, 11, 6;
4. отсоединены шланги РВД от импульсных линий к штуцерам «закрытие» гидробаллонов или пневмоцилиндров кранов № 5, 9, 10.

На агрегатах, находящихся в ремонте:

1. отключено питание цепей управления кранами топливного, пускового и технологического газа ГПА. Вывешены плакаты на центральном и местных щитах «Не включать, работают люди»;
2. закрыты отборы импульсного газа, обеспечен видимый разрыв на подводе импульсного газа к узлам управления. Установлены заглушки на штуцерах гидробаллонов и пневмоцилиндров кранов. Импульсный газ стравлен;
3. сняты шланги подвода импульсного газа к гидробаллонам и пневмоцилиндрам всех кранов, переключатель (при наличии) установлен в положение «ручное управление», снята ось рукоятки насоса ручного управления краном;
4. сняты штурвалы или ручки управления с задвижек и кранов № 4, 11, 12.
5. шланги, штурвалы, оси насосов сданы на хранение на ГЩУ;
6. установлен блок-замок на кран №4; Установлены силовые заглушки толщиной не менее 6 мм, во фланцевые соединения после задвижек №11, 12, по ходу газа.
7. на краны N 1, 2, 4, 6, 11 и 12 вывешены таблички «Не открывать», на краны 5, 9, 10 - « не закрывать».

При приеме смены, а также в течение смены, особенно в холодное время года машинист обязан произвести продувку линий импульсного газа управления кранами для предотвращения их обмерзания. Все действия, проводимые по запорной арматуре при выводе агрегата в резерв, в ремонт или пуск в работу, должны быть зафиксированы в «Журнале сменного инженера». Эксплуатацию запорной арматуры машинист должен проводить строго по «Инструкции по содержанию органов управления запорной арматуры».

3.10. Система подготовки технологического газа

Природный газ, добываемый из месторождений, обычно содержит различные механические твердые и жидкие примеси в виде песка, пыли, воды, масла, конденсата, сварочного грата, окалины и др. Основным источником загрязнения газа - призабойная зона скважины, постепенно разрушающаяся и загрязняющая газ рыхлыми песчаными отложениями. Большое количество механических примесей попадает в газопровод в процессе строительства в виде сварочного грата и строительного мусора, которые при перемещении по трубопроводу истираются в мелкую пыль.

Попадающие в газопровод вместе с газом кристаллы соли, взаимодействуя с металлом трубы, образуют окислы железа, которые дополняются отслаивающейся окалиной новых труб. Твердые примеси, находящиеся в газе, попадая в поршневые компрессоры, ускоряют износ поршневых колец, клапанов и цилиндров, а в центробежных нагнетателях - износ рабочих колес и корпуса нагнетателя. Кроме того, разрушается арматура, установленная на трубопроводах, сужается сечение газопровода, что способствует образованию гидратных и гидравлических пробок. Все это может привести к значительному снижению пропускной способности газопровода в результате увеличения коэффициента гидравлического сопротивления и потерь давления газа. Поэтому, одним из общецеховых технологических узлов компрессорной станции является узел очистки газа от механических примесей. Выбор конкретной технологии и оборудования для очистки газа от механических примесей зависит от размеров частиц, степени очистки и требуемой пропускной способности.

По размеру частицы пыли различаются на:

- крупные - 100-500 мкм;
- мелкие - 10-100 мкм;
- тонкие - 0.1-10 мкм;
- и весьма тонкие - менее 0.1 мкм.

Содержание пыли в газовых потоках измеряется в г/1000 м³ и колеблется от 3 до 20.

На компрессорных станциях газ от механических примесей очищается с помощью пылеуловителей, которые относятся к одному из трех типов: центробежные циклонные, центробежные мультициклонные и жидкостные (вертикальные масляные) и фильтров - сепараторов.

Таблица 3.10.1. Техническая характеристика циклонных пылеуловителей

Тип	ГП426.00.000 ГП458.00.000	ГП144.00.000 ГП144.00.001
1. Пропускная способность по газу (в м ³ /с млн.м ³ /сут.) при рабочей температуре 20 С, плотности газа 0,75 кг/м ³ , рабочем давлении , МПа:		
4	174 (15)	
5		231 (20)
Давление, МПа	5,5	
рабочее	5,5	7,5
расчетное	5,5	7,5
1. пробное при гидроиспытании в вертикальном положении аппара- та	6,9	9,4
1. Фракционная эффективность очистки (в %) не менее, при раз- мерах твердых частиц, мкм;		
5-10	80	
10-20		95
20-40	98	
> 40	100	
Температура, К:		
рабочая среды	От 253 до 373	
расчетная стенки	373	373
минимально допустимая стенки при пуске и остановке под давлением	213	213
Номинальный объем, м ³	25	25
Размеры, мм:		
высота	9300	9500
ширина	3250	3500
Масса, кг	23000	31000

Общие сведения по конструкции.

Вертикальные масляные пылеуловители

Вертикальные масляные пылеуловители выпускаются двух типоразмеров: диаметром 1600 и 2400 мм. В качестве промывочной жидкости в них применяют керосин, лигроин, соляровое масло с температурой застывания не менее чем

на 10°С ниже температуры газа.

Очистка газа в масляных пылеуловителях происходит за счет уменьшения скорости потока и контакта газа с маслом.

Пылеуловитель представляет собой цилиндрический сосуд высокого давления, внутреннюю полость которого можно разделить на три секции (рисунок 3.10.1.): нижнюю промывочную А, в которой все время поддерживается установленный уровень масла; среднюю осадительную Б, где газ освобождается от взвешенных частиц масла; верхнюю отбойную В, в которой происходит окончательная очистка газа от уносимых частиц масла.

Процесс очистки газа в масляном пылеуловителе происходит следующим образом. Газ, поступающий в пылеуловитель через патрубок 1, ударяется о козырек 2, меняет направление движения и соприкасается с поверхностью масла, после чего с большой скоростью устремляется по контактными трубкам 7, захватывая с собой частицы масла. Для более эффективной работы внизу контактных трубок сделаны продольные прорезы - щели для создания завихрения потока газа. В осадительной камере Б (от перегородки 5 до перегородки 6) скорость потока газа резко снижается, в результате чего происходит осаждение механических частиц и капель жидкости (размером 0,25 мм и более). Осажденные частицы по дренажным трубкам 11 стекают в нижнюю секцию А пылеуловителя. После осадительной камеры Б газ, освобожденный от более крупных частиц, поступает в отбойную секцию В, где происходит окончательная его очистка на встроенной скрубберной насадке 10, состоящей из швеллерных или жалюзийных секций с волнообразными профилями. Осевший на отбойной секции В шлам, также стекает по дренажным трубкам 11 в нижнюю камеру А. Из пылеуловителя очищенный газ выходит через выходной патрубок 12.

Загрязненное масло периодически удаляется продувкой через трубу 3 в отстойник масла. Полная очистка пылеуловителя от загрязнения производится через люк-лаз. Чистое масло подается для пополнения через трубу 4 из аккумулятора масла. Уровень масла контролируется уровнемером 8. Для нормальной работы пылеуловителя уровень масла должен поддерживаться на 25-50 мм ниже концов контактных трубок.

Установка масляных пылеуловителей включает в себя: собственно масляные пылеуловители, отстойники масла, аккумулятор масла, короб для сбора грязного масла, емкости для чистого масла и насос. Объем масла для заполнения одного пылеуловителя составляет 2,65 м³ при диаметре пылеуловителя 1600 мм. Расход масла допускается 25г на 1000 м³ очищенного газа.

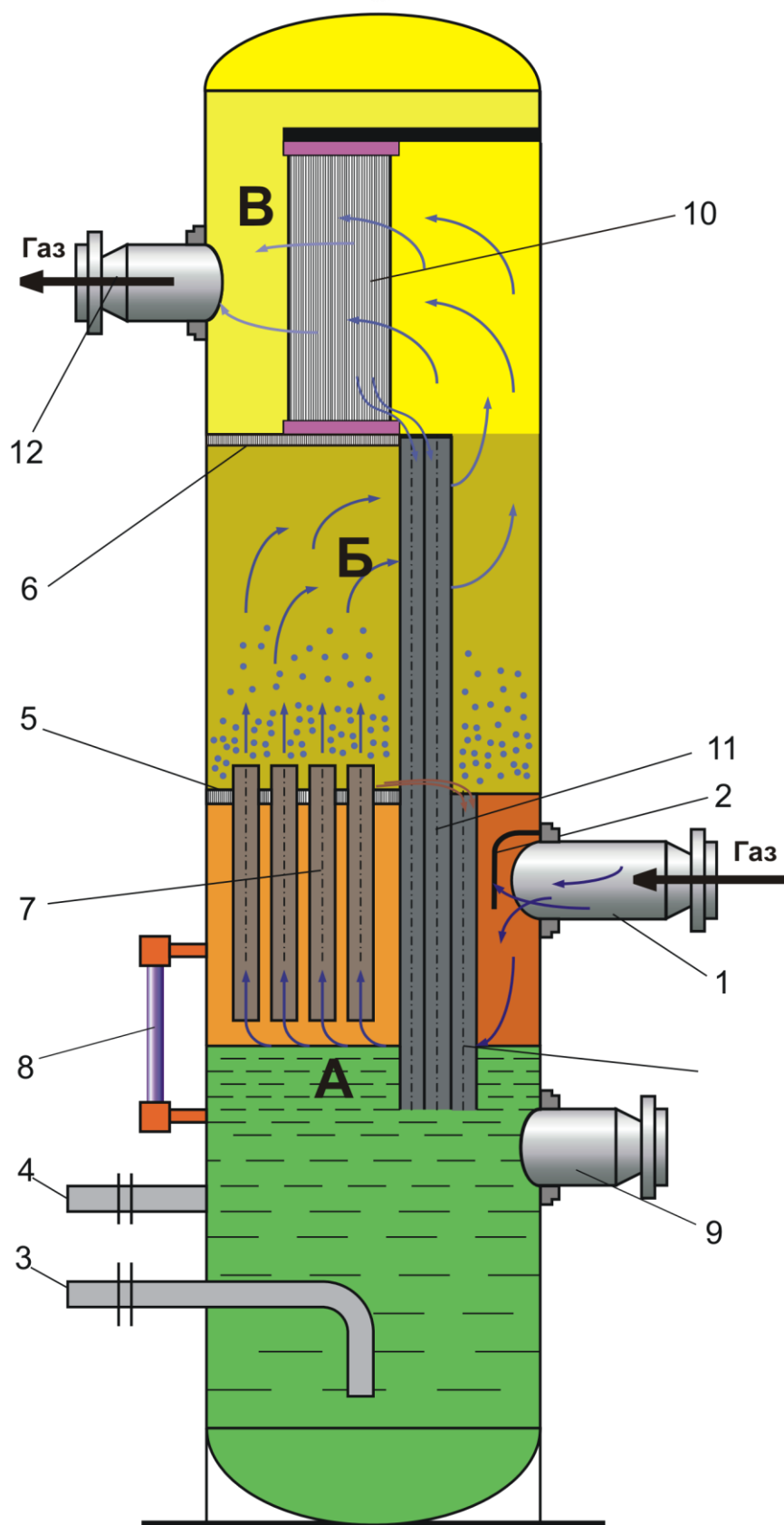


Рисунок 3.10.1. Масляный пылеуловитель

Циклонные пылеуловители

В настоящее время наибольшее распространение получили циклонные сепараторы. С уменьшением диаметра циклона значительно увеличиваются центробежная сила и скорость осаждения частиц. На основании этого принципа созданы конструкции батарейных циклонов (мультициклонов). Мультициклоны, (рисунок 3.10.2,) состоят из параллельно включенных элементов малого диаметра (150-250 мм). Газ с примесями жидких и твердых частиц подается через входной патрубок 2 в среднюю часть мультициклона, далее через вихревые устройства циклонов поступает в нижнюю часть мультициклона, где происходит оседание всех примесей.

Освобожденный от частиц пыли и жидкости газ идет по внутренним трубкам циклонов 3, попадает в верхнюю часть и через выходной патрубок 1 направляется в газопроводы. Осевшая внизу, на дне аппарата, загрязненная жидкость удаляется через дренажную трубу 4 в перевозную емкость. Сброс конденсата автоматизирован.

Разработаны и выпускаются циклонные пылеуловители по ОСТ 26-291-79 типов ГП426.00.000; ГП458.00.000; ГП144.00.000; ГП144.00.001.

Циклонный пылеуловитель ГП144 представляет собой аппарат вертикальной цилиндрической формы диаметром 2000 мм с пятью встроенными циклонными элементами типа ЦН-15 диаметром 600 мм и состоит из трех технологических секций: ввода и распределения поступающего газа, очистки газа, сбора уловленных жидких и механических примесей.

Секция ввода газа состоит из вводной трубы диаметром 500 мм с фланцем и распределительного корпуса. Неочищенный газ поступает в секцию очистки газа сбоку. Циклоны приварены к нижней решетке и расположены звездообразно по кругу. Каждый циклонный элемент состоит из корпуса в виде трубы диаметром 600 мм, винтового завихрителя, трубы выхода очищенного газа диаметром 350 мм и дренажного конуса.

В циклонных элементах благодаря закручиванию потока газа в завихрителе происходит очистка газа от механических примесей и жидкости.

Отсепарированные в пяти циклонных элементах механические примеси с конденсатом собираются в секции сбора механических примесей, расположенной в нижней части аппарата, откуда автоматически удаляются через дренажный штуцер диаметром 150 мм, а очищенный газ выходит из аппарата через выходную трубу с фланцем на конце. Секция сбора механических примесей и конденсата имеет змеевиковый подогреватель, установленный под днищем. Для повышения эффективности подогрева нижнюю часть корпуса пылеуловителя теплоизолируют.

Для поддержания безопасного режима эксплуатации на корпусе с помощью специальных штуцеров устанавливают термометр, манометр, дифманометр, указатель и регулятор уровня жидкости в секции сбора механических примесей.

Для возможности осмотра внутреннего состояния аппарата на его корпусе и в нижней решетке, к которой крепят циклонные элементы, предусмотрены люки-лазы и дренажная линия диаметром 80 мм со штуцером для полного опорожнения аппарата.

Для удобства обслуживания пылеуловителей и доступа к люку-лазу, приборам и арматуре на пылеуловителях устанавливают стационарные площадки с ограждениями и лестницы. В обвязке аппарата кроме этого предусматривают возможность установки во фланцевых соединениях аппарата заглушек для проведения его гидроиспытаний во время периодических технических освидетельствований.

На каждый аппарат после его установки наносят краской на видном месте или на специальной табличке форматом 200x150 мм следующие данные: регистрационный номер, разрешенное максимальное рабочее давление, дату следующего внутреннего осмотра, дату следующего гидроиспытания.

Входной газовый коллектор принимают, как правило, увеличенного диаметра для возможности осаждения в нем в первоначальный период эксплуатации выносимого из газопроводов и шлейфов строительного мусора и предусматривают на нем устройство для последующей периодической его продувки и очистки от строительного мусора.

Схемой контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИПиА) на пылеуловителе предусматривается:

- измерение температуры конденсата на выходе из змеевикового подогревателя с выдачей светового и звукового сигналов в операторную;
- измерение рабочего давления в пылеуловителе;
- измерение расхода очищенного газа с показаниями и записью в операторной;
- измерение перепада давлений на батарее циклонных пылеуловителей с передачей показаний дифманометра и записью в операторной с выдачей звукового и светового сигналов в операторную при достижении максимального перепада давлений на батарее циклонных элементов, равного 0,06 МПа;
- периодический автоматический сброс жидкости из нижней части корпуса пылеуловителя системой автоматического удаления жидкости с передачей электрического сигнала в операторную;
- выдача светового сигнала в операторную при достижении максимально допустимого уровня жидкости в корпусе аппарата.

Кроме этого, схема КИП и А предусматривает переключение дифманометра на замер полного перепада давления в аппарате.

Обвязку аппаратов трубопровода выполняют с возможностью компенсации дополнительных напряжений во фланцах аппаратов от массы трубопроводов и температурных удлинений. В обвязке устанавливают равнопроходную запорную арматуру с возможностью её замены в процессе эксплуатации и предохранительные клапаны.

При установке аппаратов в районах с минусовой температурой воздуха дренажные и сбросные трубопроводы обогревают теплоспутниками на всем их протяжении, начиная непосредственно от днища аппарата, а арматуру и приборы КИПиА устанавливают в шкафах с обогревом; корпуса аппаратов теплоизолируют изоляцией толщиной не менее 100 мм минераловатными плитами

типа ПП на синтетическом связующем. Все дренажные трубопроводы, питающие командные и импульсные линии КИП и А, для сокращения теплопотерь изолируют вместе с теплоспутниками. Перед пуском аппарата продувают инертным или природным газом давлением не более 0,1 МПа до достижения кислорода в газе, выходящем из аппарата, не более 2 % по показаниям газоанализатора.

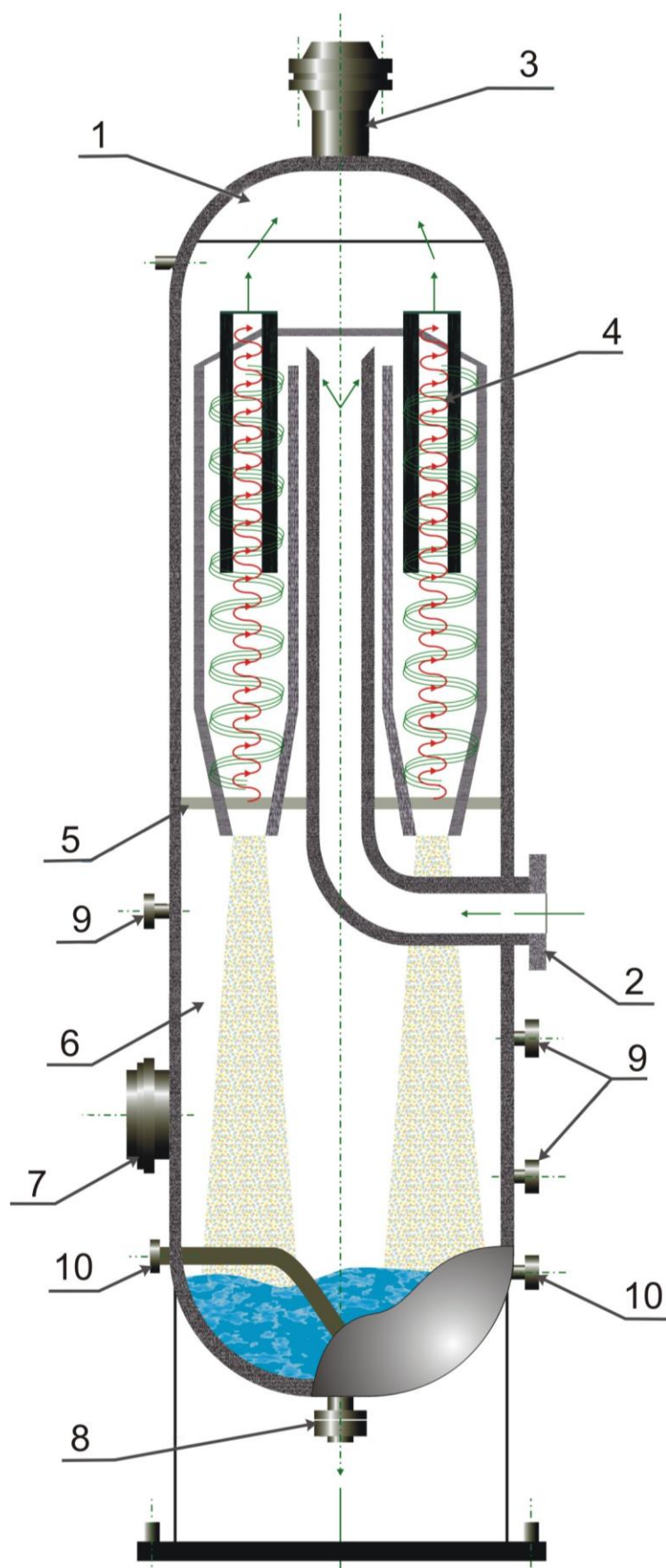


Рисунок 3.10.2. Циклонный пылеуловитель

1 – верхняя секция; 2 – верхний патрубок; 3 – выходной патрубок; 4 – циклоны;
 5 – нижняя решетка; 6 – нижняя секция; 7 – люк – лаз; 8 – дренажный штуцер;
 9 – штуцеры контролирующих приборов; 10 – штуцеры слива конденсата.

Фильтры - сепараторы

Для очистки газа применяются также и фильтры - сепараторы зарубежных фирм. На рисунке 3.10.3. представлен фильтр - сепаратор фирмы «СМР». Он предназначен для удаления из потока технологического газа жидкости и механических примесей.

Сепаратор состоит из двух секций: секции очистки от механических примесей и секции для улавливания жидкости, разделенных между собой глухой перегородкой, имеет два дренажных патрубка, жестко соединенных с конденсатосборником, разделенным глухой перегородкой на два отсека - для приема жидкости и механических примесей, которые затем удаляются через автоматическую систему дренирования. Обе секции конденсатосборника оборудованы указателями жидкости для визуального контроля. Автоматическая система дренирования работает на энергии перекачиваемого газа. Питание газом осуществляется через регулятор давления. При накоплении заданного количества конденсата или механических примесей в конденсатосборнике регуляторы уровня подают команду на открытие соответствующих клапанов 14 и конденсат сбрасывается в выходной коллектор жидкости.

Очистка газа в сепараторе осуществляется следующим образом: газ через входной патрубок и отбойный козырек поступает в фильтрующую секцию, где происходит очистка от механических примесей. Затем через перфорированные отверстия в корпусе фильтрующих патронов поступает во вторую секцию. В секции туманоотделения влага, находящаяся в транспортируемом газе в виде мелкой пыли, улавливается сетчатыми пакетами, коагулируется и стекает через дренажный патрубок в конденсатосборник. Очищенный газ через шаровой кран поступает в коллектор газа. Для обеспечения устойчивой работы в зимнее время сепаратор снабжен электрообогревом нижней части аппарата, конденсатосборника и его КИП.

Таблица 2.7.2. Техническая характеристика фильтра – сепаратора фирмы «СМР».

Производительность, млн. м ³ /сут	13,3
Рабочее давление, МПа	7,6
Объем, м ³	13,3
Длина аппарата, мм	8490
Длина конденсатосборника, мм	6100

Для ремонта и ревизии сепаратора предусмотрен съемный фланец с быстродействующим затвором 1. Давление контролируется указателем давления 6.

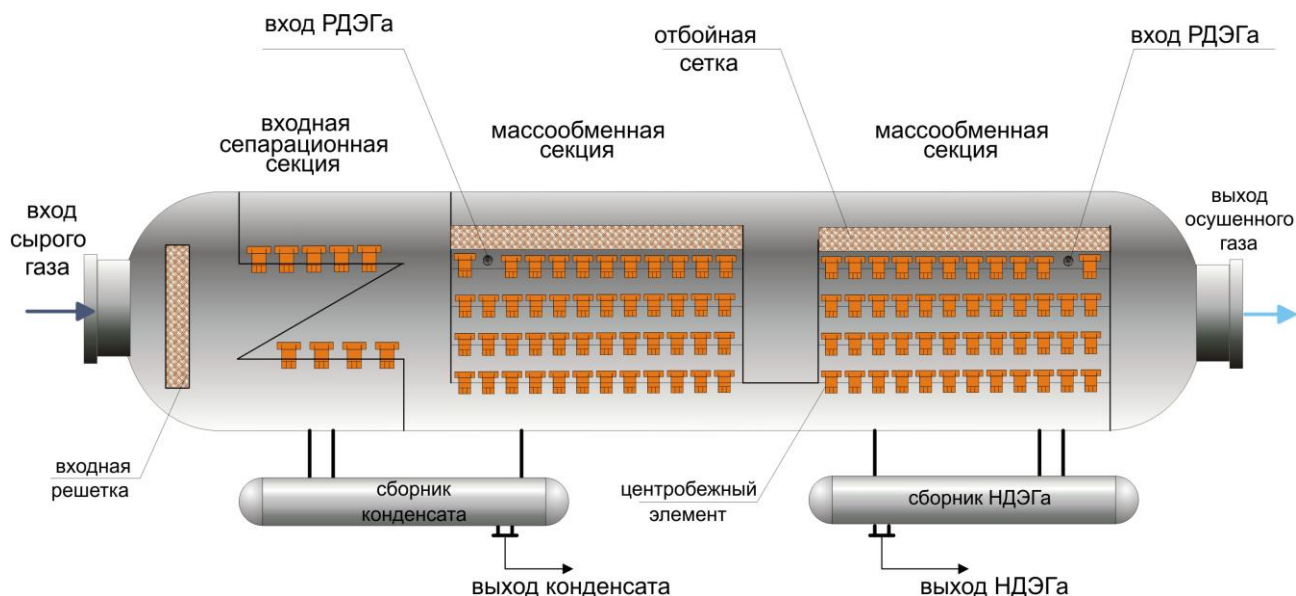


Рисунок 3.10.3. Фильтр - сепаратор фирмы «СМР»

Нормальная эксплуатация

Показателями нормальной работы пылеуловителей являются:

- перепад давления на входе выходе ПУ, давление не должно превышать по показаниям входного и выходного манометров 0.06 мПа;
 - отсутствие вибрации пылеуловителей и обвязки;
 - отсутствие утечки газа на технологической обвязке ПУ;
 - отсутствие неплотно закрытых задвижек на дренажной линии.
- Основные режимы работы пылеуловителей:
- подготовка к пуску ПУ;
 - отключение ПУ;
 - обслуживание при нормальной эксплуатации (периодический осмотр, продувка ПУ)

По распоряжению сменного инженера машинист готовит ПУ к пуску, для этого необходимо:

- проверить открытое положение вентиля на свече;
- проверить закрытое положение задвижки на трубопроводе продувки конденсата;
- проверить по контрольному вентилю наличие конденсата;
- при закрытой задвижке на трубопроводе продувки конденсата приоткрыть кран на входном коллекторе для вытеснения газом воздуха из пылеуловителя
- для под давлением, не превышающем 1 кг/см², при открытом положении вентиля на свече;
- после вытеснения воздуха газом из пылеуловителя, закрыть вен-

тиль на свече;

- продолжать осторожно, медленно открывать кран на входном коллекторе, чтобы избежать ударов посторонних частиц /камешки/ о стенки аппарата;
- при наполнении, открыть осторожно кран выходного коллектора пылеуловителя;
- поднадбить крановой смазкой сальниковое уплотнение кранов входного и выходного коллектора пылеуловителя;
- при необходимости подтянуть сальники при закрытом положении задвижки трубопровода продувки конденсата и вентиля свечи.

Отключение ПУ производится по распоряжению сменного инженера, при этом необходимо:

- произвести продувку пылеуловителя от конденсата;
- закрыть кран на выходном и входном коллекторах пылеуловителя;
- поднадбить краны входного и выходного коллекторов пылеуловителя;
- стравливание газа из пылеуловителя производить осторожно, медленно открывая вентиль на свече.

При эксплуатации пылеуловителей обслуживающий персонал (сменные машинисты) осуществляет следующие основные операции:

- ежесменные проверки исправности арматуры, контрольно-измерительных устройств с записью показаний в суточной ведомости перепада давлений, отсутствия утечек и других признаков ненормальной работы;
- постоянный контроль за технологическими режимами работы пылеуловителей и их соответствием паспортным данным;
- периодический контроль работы аппаратов по показаниям приборов с регистрацией в вахтенном журнале расхода газа, давления температуры, перепада давлений и числа продувок ;
- постоянный контроль при минусовых температурах окружающего воздуха за работой системы обогрева аппаратов, трубопроводов, арматуры и КИП и А.
- своевременно подтягивать сальники на задвижках и под надбивать крановой смазкой краны и сальниковое уплотнение кранов, не допускать пропуска газа и конденсата;
- периодически в смену проверять уровень конденсата в аппарате при открывании вентиля на указателе уровня.
- Кроме того, обслуживающий персонал обеспечивает непрерывную работу автоматического сброса жидкости и механических примесей из сборника, в исключительных случаях проводит кратковременную продувку аппаратов вручную по мере накопления.

Система продувки пылеуловителей

На рисунке 3.10.4 представлена схема ручной продувки пылеуловителей. Продувка пылеуловителей производится сменным персоналом, порядок продувки следующий : для удаления конденсата открыть задвижку № 4 -1 - 4-6, 11, слить конденсат в емкость Е -1. После слива конденсата закрыть задвижки 4-1-4-6, 13 и открыть задвижку 14 для стравливания газа из емкости Е-1, стравится газ и вновь закрыть задвижку 14.

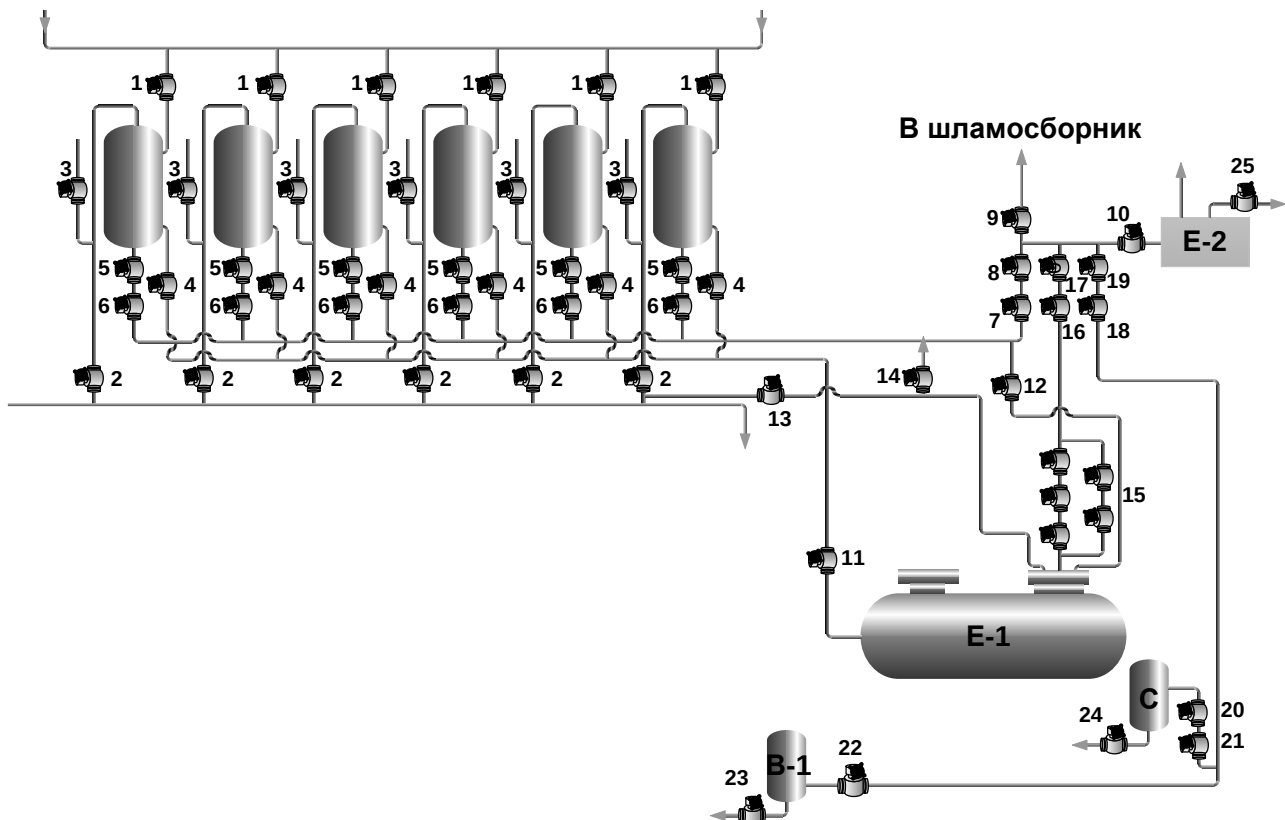


Рисунок 3.10.4. Схема продувки пылеуловителя

Продувка шлама из пылеуловителей в шламосборник

Открыть задвижки № 5 -1, 6 -1, 5 - 6, 6 - 6 поочередно № 7, 8, 9 продуть пылеуловители, по окончании продувки задвижки закрыть в обратном порядке.

Продувка шлама из емкости Е-1 в шламосборник

Открыть задвижки № 12, 7, 8, 9 и постепенно открывая задвижку 13 продуть шлам из емкости Е-1 в шламосборник. По окончании продувки закрыть задвижку № 13, задвижки № 12, 7, 8, 9 закрыть после стравливания газа из емкости Е-1.

Слив конденсата из емкости Е-1 в емкость Е-2

Открыть задвижки № 15, 16, 17, 10, и постепенно прикрывая задвижку № 13 давлением газа вытеснить конденсат в емкость Е-2 до появления газа в свече

емкости Е-2. По окончании закрыть задвижку № 13, 12, 16, 17, 10.

Слив конденсата из вымораживателя В-1 и сепаратора С.

Открыть задвижки № 22 или №20, 21, 18, 19, 10. По окончании слива закрыть задвижки № 22 или 20, 21, а затем 18, 19, 10.

Продувку шлама из В-1 и сепаратора производить через задвижки №23, 24. (См. инструкцию по продувке пылеуловителей)

На рисунке 2.7.5. представлена система автоматического безрасходного дренажа конденсата.

В состав системы автоматического дренажа конденсата входит:

- трубопровод слива конденсата из пылеуловителя в подземную емкость Ду = 150 - 200мм;
- подземная емкость $V = 4,0 \text{ м}^3$ $P_p = 75 \text{ кг/см}^2$;
- блок перепускных клапанов;
- выветриватель (труба Ду = 700мм)
- трубопровод слива конденсата из выветривателя в подземную емкость Ду = 50 мм;
- надземная емкость (расходная) $V = 25 \text{ м}^3$ $P_p = 25 \text{ кг/см}^2$;
- запорная арматура;
- датчик уровня жидкости в подземной емкости;
- трубопровод соединяющий входной коллектор цеха с подземной емкостью Ду = 50мм.

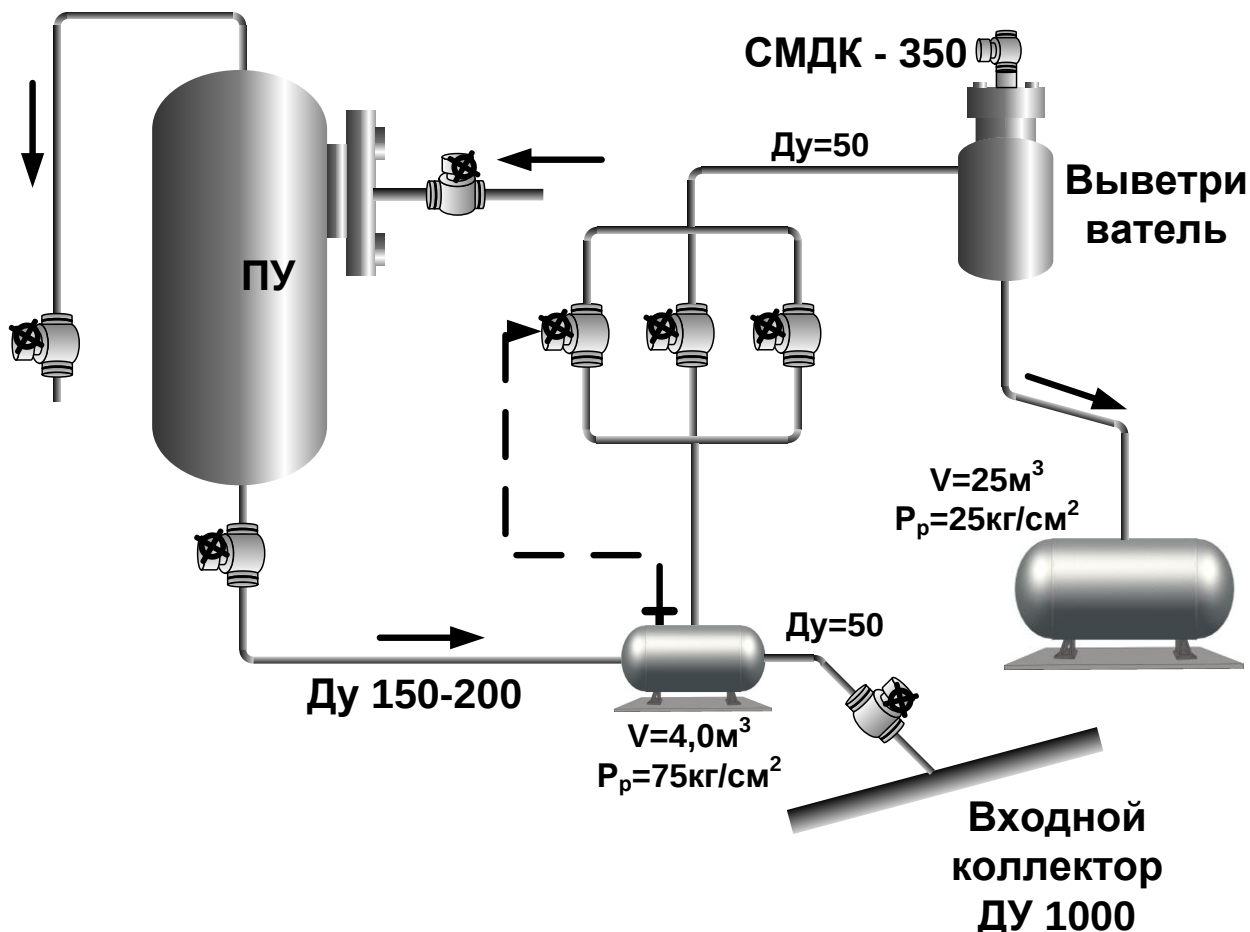


Рисунок 3.10.5. Система автоматического без расходного дренажа конденсата.

Принцип работы системы

Конденсат скопившийся в пылеуловителе через постоянно открытый дренажный кран по наклонному трубопроводу Ду = 150 - 200 мм самотеком стекает в подземную емкость $V = 4,0\text{ м}^3$. По мере накопления емкости, при достижении определенного уровня, датчик уровня жидкости выдает сигнал на открытие клапана. Клапан открывается и конденсат под давлением газа вытесняется из подземной емкости в выветриватель. Уровень в подземной емкости падает. Срабатывает датчик уровня жидкости, который выдает сигнал на закрытие перепускного клапана. Клапан закрывается. В выветривателе незначительное количество газа, растворенного в конденсате отделяется и через клапан СМДК - 350 выходит в атмосферу. Конденсат по трубопроводу Ду = 50 мм стекает в надземную расходную емкость $V = 25\text{ м}^3$.

Признаком неисправной работы ПУ является перепад давления более чем на 0.06 мПа, при этом уменьшается производительность ПУ, ухудшается эффективность очистки газа. При высоком содержании механических примесей газе происходит быстрый износ рабочего колеса нагнетателя и трубопроводов, увеличивается вибрация нагнетателя, что выводит из строя торцевое уплотнение и подшипники.

Аппарат немедленно останавливают при:

- превышении в нем максимально допустимого давления и перепада давлений;
- неисправности предохранительного клапана, манометра и невозможности его замены;
- обнаружении в основных элементах аппарата трещин, выпучин, значительных утолщений стенок, пропусков или потения в сварных швах, течи в болтовых соединениях, разрыве прокладок;
- возникновении пожара, непосредственно угрожающего аппарату;
- забивке гидратами циклонов.

Выявление неисправностей (вышеперечисленных) производится по контрольно-измерительным приборам и визуально при обходе оборудования.

При обнаружении неисправности машинист докладывает сменному инженеру и производит соответствующую запись в оперативном журнале.

Машинист выполняет дальнейшие указания сменного инженера по устранению неисправности.

Ответственность за исправное состояние контрольно-измерительных приборов пылеуловителей несет служба КИП и А.

Техника безопасности при эксплуатации систем мехочистки

Техникой безопасности предусматриваются следующие правила:

Обслуживающий пылеуловители персонал обязан знать свойства газа:

а) что очищенный природный газ не имеет ни цвета, ни запаха и обладает удушающими свойствами;

б) смесь природного газа с воздухом от 4 до 16 % взрывоопасна и от малейшей искры (удар железа о железо, железо о камень) взрывается;

в) кроме того в природном газе имеется сероводород вызывающий тяжелые отравления и даже смерть.

При транспортировке газа, содержащий сероводород образуются пирофорные отложения. На воздухе пирофорные отложения самовозгораются, что может явиться причиной пожаров и взрывов.

Пирофорные отложения становятся опасными в пожарном отношении немедленно при соприкосновении с воздухом, т. е. при вскрытии, чистке, ремонте емкостей, аппаратов, находящихся под газом, содержащих сероводород или одорант. Самовозгорание пирофорных соединений на воздухе может происходить как при положительной, так и при отрицательной температуры до 100° С воспламенение происходит мгновенно.

Для предотвращения самовозгорания пирофорных отложений необходимо перед вскрытием аппарата (сепаратора, пылеуловителя). Заполнить его водяным паром или водой, а в период осмотра и чистке отложения обильно смачивать водой.

При чистке емкостей, аппаратов и газопроводов категорически запрещается загружать рабочие площадки, территорию ГРС и КС отложениями, содержащими пирофорные соединения, так как по мере высыхания происходит их

разогревание и воспламенение даже спустя несколько суток после извлечения отложений.

Увлажненные отложения содержащие пирофорные соединения, извлеченные из аппаратов, следует тщательно собирать в железную тару с водой, немедленно вывезти с территории в специально отведенное место и закопать в землю. К работе по очистке емкостей и аппаратов, загрязненных пирофорными отложениями, допускаются лица, знающие свойства пирофорных соединений, прошедшие инструктаж по технике безопасности и противопожарным мероприятиям, по письменному разрешению главного инженера и под руководством ответственного лица.

1. Под давлением не разрешается производить никаких ремонтов, кроме подтяжки сальников на запорной арматуре.
2. Категорически запрещается ударять по аппаратуре, подтягивать фланцевые соединения, нагревать открытым огнем аппараты находящиеся под давлением.
3. Замерзшие под давлением трубопровод, запорная арматура пылеуловителей разрешается отогревать только водой или пропуском метанола.
4. Утечку любого газа можно обнаружить, смочив места утечек мыльным раствором. Применять для этой цели спички, факелы и прочее категорически воспрещается.
5. Не допускать разлива конденсата на площадке пылеуловителей.
6. Противопожарный инструмент должен содержаться в полном порядке, чистоте. Уметь им пользоваться.

К разборке аппарата, остановленного для внутреннего осмотра, чистки и ремонта, приступают по письменному разрешению на газоопасные работы, только после:

- полного освобождения его от газа, жидкости и механических примесей;
- отключения аппарата от технологических трубопроводов заглушками с ясно видимыми хвостовиками;
- пропарки;
- промывки водой и продувки чистым воздухом.

Ледяные и гидратные пробки в аппарате устраняют разогревом их паром или горячей водой.

3.11. Система охлаждения технологического газа.

Назначение, устройство и состав системы

Охлаждение газа после сжатия его в нагнетателях проводят для увеличения пропускной способности газопровода, а так же для предотвращения размягчения и разрушения противокоррозийной изоляции газопровода (температура размягчения битумных мастик 35°C, температура плавления изоляционных лент 40..130 °C), поддержания в определенных пределах среднегодовой температуры грунта для сохранения его структуры в зоне

многолетней мерзлоты, предотвращения постепенного повышения температуры газа от станции к станции из-за плохих условий теплопередачи при подземной укладке труб большого диаметра.

Для охлаждения компримированного газа применяют аппараты воздушного охлаждения (АВО) горизонтальные (АВГ) и зигзагообразные (АВЗ). Независимо от назначения и конструктивного исполнения АВО включают узлы: теплообменные трубчатые секции, осевые вентиляторы с электроприводом, аэродинамические элементы (диффузор и т.п.), несущие конструкции и узлы регулирования. Компоновка АВЗ показана на рисунке 2.8.1.

Принцип работы

Принцип работы аппарата следующий: компримированный газ после нагнетателей подается в трубчатые теплообменные секции АВО, зигзагообразно расположенные относительно друг друга (трубы в секциях располагаются горизонтально). Зигзагообразная горизонтальная компоновка теплообменных секций сочетает в себе такие достоинства: компактность, вертикальная ось вращения вентилятора без промежуточного вала, снижение зависимости тепловой эффективности АВЗ от направления и скорости ветра. Охлаждающий воздух поступает в аппарат снизу, проходит входную конфузорную воронку (где поток разгоняется и выравнивается поле скоростей) и рабочим колесом осевого вентилятора подается через диффузор (где повышается статическое давление, выравнивается поле скоростей закрученного потока) к теплообменным секциям. Пройдя секции, нагретый воздух уходит в атмосферу. Естественное движение нагретого воздуха снизу вверх позволяет использовать эту тягу для снижения мощности электропривода вентилятора. Количество подаваемого воздуха регулируется углом постановки лопастей вентилятора. Чем круче поставлены лопасти, тем выше производительность, но одновременно возрастает и мощность, потребляемая электродвигателем вентилятора. Нижнее горизонтальное расположение вентилятора создает удобство обслуживания, простоту совмещения его с приводом, кроме того вентилятор работает в среде не нагретого воздуха, что обеспечивает и энергетические преимущества при эксплуатации АВО.

АВО комплектуются теплообменными секциями с биметаллическими оребренными накатными трубками с коэффициентом оребрения 9 и 14,6. Трубки с большим коэффициентом оребрения имеют лучшие теплообменные свойства, но одновременно и большее аэродинамическое сопротивление. Внутренняя поверхность биметаллических оребренных трубок может быть изготовлена из углеродистых и нержавеющей сталей, наружная (для формообразования ребер) - из сплавов алюминия. Крышки секций литые из углеродистых и нержавеющей сталей.

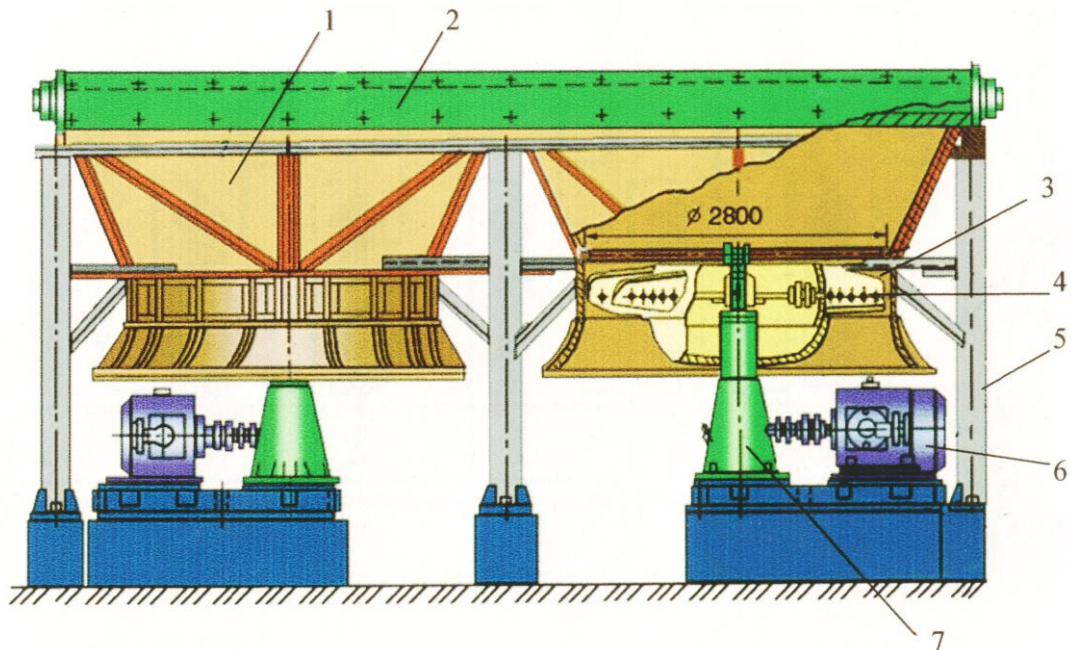


Рисунок 3.11.1 Аппарат воздушного охлаждения газа (АВО газа) горизонтального типа.

1 - диффузор; 2 – теплообменные секции; 3 - коллектор; 4 - вентилятор; 5 - несущая металлоконструкция; 6 – электродвигатель; 7 – редуктор.

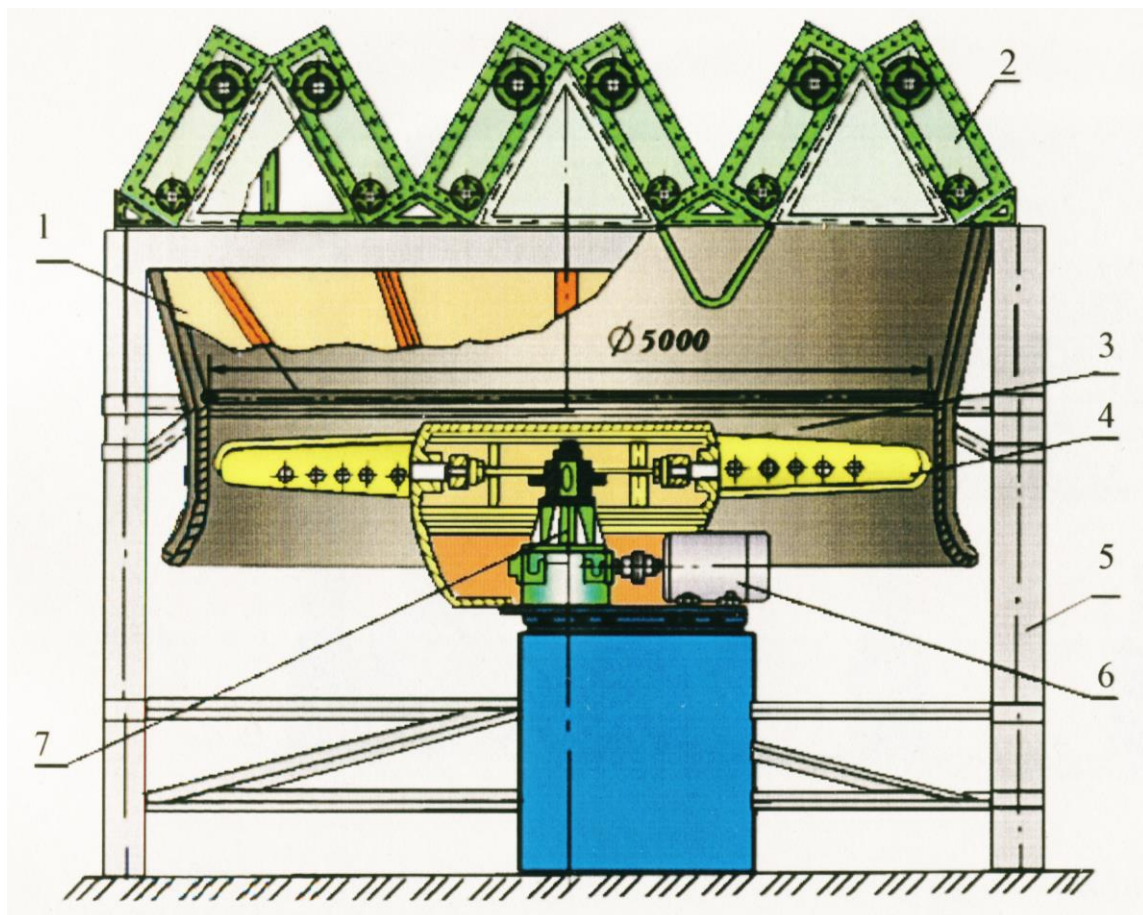


Рисунок 3.11.2 Аппарат воздушного охлаждения газа (АВО газа) зигзагообразного типа

1 - диффузор; 2 – теплообменные секции; 3 – коллектор вентилятора; 4 - венти-

лятор; 5 - несущая металлоконструкция; 6 – электродвигатель; 7 – редуктор.

Таблица 2.8.1 Технические данные АВЗ-64-Б1-ВТЗ и АВЗ-9-64-Б1-ВТЗ

1.

2. 1. Аппарат предназначен для работы на открытом воздухе в микроклиматических районах с умеренным климатом при средней температуре в течении пяти суток подряд в наиболее холодный период не ниже - 40°C.

1.

2. 2. Поверхность теплообмена аппарата, м²:

а) наружная (по оребрению)	5300
б) внутренняя	440

1. 3. Аппарат изготовлен:

- а) с несущей металлоконструкцией,
- б) без узла управления,
- в) без змеевика подогрева воздуха.

1.

4. Секции (пределы применения секций АВЗ в зависимости от рабочей температуры и рабочего давления приведены в Приложении 1):

4.1. Количество секций в аппарате	6 шт.
4.2. Условное давление	64 кгс/см ²
4.3. Максимальная рабочая температура среды	300 °C
4.4. Шифр материального исполнения	Б1
4.5. Количество рядов труб	8
4.6. Количество ходов по трубам	1
4.7. Площадь сечения одного хода	0,0652 м ²
4.8. Поверхность теплообмена секции, м ² :	
а) наружная (по оребрению)	884
б) внутренняя	73

1.

2. 5. Привод:

- | | |
|--|--------------|
| 5.1. Количество приводов в аппарате | 1 шт. |
| 5.2. Шифр типа привода | ВЗТ |
| 5.3. Номинальная мощность электродвигателя | 90 кВт |
| 5.4. Тип электродвигателя | ВАСО16-34-24 |
| 5.5. Скорость вращения ротора электродвигателя | 250 об/мин |
- 1.
2. 6. Вентилятор (аэродинамическая характеристика вентиляторов АВЗ приводится в Приложении 2 паспортов АВЗ):
- | | |
|--|------------------|
| 6.1. Количество вентиляторов в аппарате(с ручной регулировкой угла установки каждой лопасти при остановке вентилятора). | 1 шт. |
| 6.2. Тип колеса осевого вентилятора | УК-2М |
| 6.3. Диаметр колеса вентилятора | 5000 мм |
| 6.4. Количество лопастей | 4 шт. |
| 6.5. Скорость вращения вентилятора | 250 об/мин |
| 6.6. Максимальный угол установки лопастей | 24 (25) градуса. |
- 1.
2. 7. Лопasti вентилятора типа УК-2М изготовлены из алюминия марки АМцМ ГОСТ-21631-76 и сварены в среде аргона.
- 1.
2. 8. Габаритные размеры, мм:
- | | |
|-------------|------|
| 8.1. Длина | 6525 |
| 8.2. Ширина | 6550 |
| 8.3. Высота | 5735 |
9. Масса аппарата, кг
- 39290
- 1.
2. 10. Уровень звука $L_d A < 92$ дБл ГОСТ 8.055-73.

Аппараты воздушного охлаждения (АВО) предназначены для охлаждения газа с рабочей температурой до плюс 300 °С и с условным давлением 6,4 МПа (64 кг/см²).

Каждый аппарат состоит из шести трубных секций прямоугольной кон-

фигурации, составленных из поперечно-оребрённых биметаллических труб длиной 6 метров с наружным диаметром по оребрению 49 мм.

Трубные секции аппаратов АВО расположены в форме «зигзага» с острым углом между секциями. На АВО применено четырехлопастное колесо вентилятора типа ЦАГИ-УК-2М, диаметром 5000 мм, с установкой лопастей под углом от 0° до 25°. Скорость вращения 250 об/мин.

Воздух, прогоняемый вентилятором через межтрубное пространство секции, охлаждает протекающий внутри трубок газ за счет передачи тепла через ребристую поверхность трубы.

Эксплуатация

В соответствии с инструкцией по эксплуатации («Инструкция по эксплуатации АВО газа») АВО проверяются машинистом один раз в смену путем внешнего осмотра.

Осмотр АВО проводится при приеме смены, а также после каждого переключения этих аппаратов.

Прием смены в части АВО включает:

- осмотр щита управления и ознакомление с записями в журнале;
- непосредственный осмотр аппаратов.
- При осмотре щита управления машинисту необходимо:
- по сигнальным лампам установить количество работающих вентиляторов АВО и находящихся в ремонте (проверка световой сигнализации)
- проверить правильность оформления вывода в ремонт не работающих АВО газа на пульте управления: наличие предупредительных табличек на кнопках пуска/останова вентиляторов, отключение вводного автомата и табличку на нем, снятие предохранителя с цепи управления автомата пуска;
- по приборам на щите управления определить перепад температуры технологического газа на АВО (перед замерными устройствами температура газа не должна превышать 42 °С), а также перепад давления газа (не должен превышать 0,05 кПа);
- ознакомиться с записями в журнале.
- Непосредственный осмотр АВО имеет целью проверку: работоспособного состояния аппаратов, соответствия информации, полученной машинистом на щите управления, реальным данным (действительно ли вентилятор включен/выключен, верны ли температуры газа, оформлена ли ремонтная площадка и т.д.) - что позволяет одновременно проконтролировать систему КИПиА и предоставляет объективные сведения для принятия решений.

Осмотр АВО начинается снизу (с промплощадки).

При этом машинист обязан:

- убедиться в отсутствии посторонних предметов на фундаментах, без опасности и удобстве подходов к оборудованию (отсутствие масла, льда

и грязи), особое внимание следует обратить на появление наледи и сосулек на аэродинамических элементах АВО (диффузор, входная воронка, рабочие лопасти) не находящихся в работе, т.к. при пуске это может повредить аппарат; обо всех нарушениях машинист должен доложить сменному инженеру и сделать запись в журнале;

- по внешним осязаемым признакам определить состояние работающих АВО: у вентилятора ровный шум, без чирканья лопастей о корпус, нет стуков и скрежета в подшипниках электродвигателя, нет дыма и запаха горячей изоляции электропроводки, нет свиста утекающего газа, отсутствие обледенения запорной арматуры и труб (обледенение один из признаков утечки газа); при незначительных нарушениях машинист должен доложить сменному инженеру и сделать запись в журнале, после чего по распоряжению сменного инженера приступает к ремонту; при прогрессирующих нарушениях, грозящих поломкой аппарата, машинист немедленно со щита останавливает вентилятор самостоятельно, о чем докладывает сменному инженеру и делает запись в журнале;
- с помощью термометра, установив его на входе/выходе аппарата, машинист проверяет действительный перепад температур технологического газа на АВО и значение температуры перед замерными струнами необходимо сверить действительные данные с показаниями приборов на щите и в случае несоответствия сообщить сменному инженеру и дежурному прибористу.

Примечание

В случае роста температуры после АВО машинисту необходимо провести анализ причин повышения температуры.

Нормальное (естественное) повышение температуры газа может происходить, например, при снижении расхода газа через нагнетатели (проверить по показанию приборов на щите управления), когда повышается степень сжатия и, соответственно растет температура компримированного газа, либо при значительных колебаниях суточной температуры атмосферного воздуха, угла установки лопастей, загрязнения внутритрубного пространства и т.п.

Ненормальное повышение температуры (или снижение температурного перепада) за АВО обычно является следствием заноса пылью межреберного пространства труб теплообменника, что ухудшает теплообмен и снижает расход охлаждающего воздуха, подаваемого вентилятором.

О результатах наблюдений и анализа машинист докладывает сменному инженеру.

По манометру, устанавливаемому в специальный карман на газопроводе перед замерными устройствами, машинист определяет действительный перепад давления компримированного газа и сверяет его с данными на щите управления, в случае разницы этих данных машинист должен сообщить сменному инженеру и дежурному службы КИП.

После этого машинист поднимается вверх на эксплуатационную площадку (площадку обслуживания).

Находясь на площадке обслуживания, машинист прослушивает аппарат на предмет утечек газа. Если в случае нарушения герметичности вальцовки теплообменных труб, либо их разрыва утечка газа сопровождается сильным шумом или свистом (слышимым издалека), то мелкие свищи через прокладки под крышками секций или во фланцах слышны с более близкого расстояния. При несильных утечках газа место свища разрешается определять рукой.

Обо всех нарушениях герметичности АВО машинист обязан сразу доложить сменному инженеру и сделать отметку в журнале. В случае значительного нарушения герметичности машинист самостоятельно немедленно отключает аппарат по газу, перекрывая входные и выходные краны.

Внимание !

- Машинисту, проверяющему АВО необходимо также сверить количество работающих вентиляторов (в действительности) с данными со щита управления (т.к. возможны случаи не запуска вентилятора, хотя сигнальная лампа на щите горит).
- Попутно, при осмотре машинист проверяет правильность оформления ремонтных площадок на неработающих АВО.
- Обо всех нарушениях машинист сообщает сменному инженеру и делает отметки в журнале.

Эксплуатация АВО газа предусматривает их пуски и остановки.

Проверка предпусковых условий:

- проверить затяжку гаек крепления крышек секций;
- по отметкам на обечайке рабочего колеса проверить, чтобы лопасти были установлены на один угол;
- внимательно осмотреть крышки теплообменных секций, лопасти вентилятора и т.п. в целях выявления возможных трещин металла;
- удалить масло, грязь и лед, мешающие запуску и обслуживанию АВО;
- проверить исправность электропроводки и заземления аппарата совместно с дежурным службы КИП;
- проверить в ручную рабочее колесо вентилятора.

Пуск АВО:

- со щита управления включить вентилятор (необходимо убедиться в его работе);
- подъем давления производить постепенно, с тем, чтобы давление пуска не превышало 25% от рабочего давления, пока температура в аппарате не будет выше минимальной рабочей температуры;
- поддерживать скорость подъема температуры (при останове скорость снижения температуры) не более 30°С/час - этим достигается равномерный прогрев теплообменных секций и герметичность вальцовочных и фланцевых соединений;
- подъем давления осуществлять постепенно, с 15-минутными остановками

на давлениях 0.25, 0.5 и 0.75 от рабочего давления.

- В процессе пуска машинист проводит осмотр аппарата и в случае нарушений докладывает сменному инженеру.

При пуске и остановке АВО в зимний период необходимо руководствоваться следующим:

- подъем давления должен производиться постепенно, с тем, чтобы давление пуска в аппарате не превышало 0,25 от рабочего давления, пока температура в аппарате не будет выше минимальной рабочей температуры.
- скорость подъема или снижения температуры не более 30°С/час.
- достижение давления пуска рекомендуется осуществлять постепенно по 0,25 Р пуск. в течение часа с 15-минутными выдержками на ступенях 0,25, 0,5 и 0,75 Р пуск.

Изменение режима охлаждения достигается следующим образом:

- регулирование подачи газа в аппарат.
- изменение угла наклона лопастей вентилятора.
- пуском и остановом вентилятора.

Установка охлаждения газа должна иметь контроль и регистрацию температуры газа на выходе установки и контроль перепада давления газа.

Не реже одного раза в год должны производиться наружный осмотр АВО - газа с целью определения работоспособности трубных пучков, вентиляторов и очистки от загрязнений.

При остановке АВО машинист должен:

- отсечь аппарат АВО по технологическому газу, для чего открывает кран «на свечу» и закрывает краны на входе и выходе из аппарата;
- после этого со щита останавливает вентилятор (на промплощадке необходимо убедиться в том, что вентилятор остановлен);
- в случае вывода аппарата в ремонт машинист должен оформить пульт управления и промплощадку; на пульте управления вывешивается предупредительная табличка «Не включать, работают люди!» на кнопках пуск/остановка и на отключенном вводном автомате, снимается предохранитель с цепи управления автоматом пуска (исключает самопроизвольное включение вентилятора). На промплощадке вывешиваются таблички-ограждения;
- сделать соответствующую запись в журнале.

Внимание!

Машинистам категорически запрещается выполнять ремонтные работы, обслуживание и т.п. на электродвигателе привода. Обо всех замеченных неисправностях он обязан доложить сменному инженеру и дежурному электрику.

В случае останова всей группы АВО, необходимо открыть обводные кра-

ны. Затем аппараты сообщаются с атмосферой (открыть «свечи») и отсекаются по технологическому газу.

Согласно инструкции по эксплуатации и «Правилам ТЭ магистральных газопроводов» в работе должны находиться все исправные АВО.

Неисправная работа АВО (отсутствие температурного перепада по газу, утечки газа и т.п.) снижает устойчивость изоляции, уменьшает пропускную способность газопровода, может привести к пожару или взрыву.

Признаками неисправной работы АВО являются (внешние признаки):

- сильный шум, свист - утечка газа при обрыве теплообменных труб, не герметичности крышек, фланцев и т.п.;
- скрежет, повышенная шумность и др., вызванные поломками в электродвигателе;
- вибрация, чирканье лопастей о корпус - дисбаланс рабочего колеса;
- запах горячей изоляции или дым и т.п.

Кроме этого выявляются и скрытые признаки неисправной работы:

- отсутствие перепада температур технологического газа при нормальной работе вентилятора, неизменном режиме работы не свидетельствует о значительном загрязнении пылью теплообменных секций;
- повышение сопротивления по давлению в аппаратах АВО свидетельствует о закупоривании теплообменных труб.

В случае обнаружения неисправностей машинист докладывает сменному инженеру и делает соответствующую запись в журнале, в последствии выполняет распоряжения сменного инженера.

В случае обнаружения прогрессирующих неисправностей, грозящих серьезными поломками или опасными ситуациями, как то:

- утечка газа;
- неисправность рабочего колеса вентилятора;
- возгорание электродвигателя или разрушение его подшипников.
- машинист обязан немедленно остановить вентилятор АВО и снять давление с теплообменных секций. После этого машинист обязан доложить сменному инженеру, не приступая самостоятельно к ликвидации аварии.

Эксплуатация установки охлаждения газа

Эксплуатация установки охлаждения газа должна производиться в соответствии с производственной инструкцией, составленной на основе инструкции заводов - изготовителей оборудования и настоящих Правил.

Пуск компрессорной станции в эксплуатацию без ввода в работу установки охлаждения газа не допускается. Температура газа на выходе АВО должна поддерживаться персоналом в заданных пределах.

Пределы изменения температуры газа на выходе АВО должны устанавли-

ливаться ЦДС ПО с учетом обеспечения продольной устойчивости магистрального газопровода оптимального режима работы; сохранности изоляции; предотвращения гидратообразования; температуры наружного воздуха.

Техническое обслуживание установки охлаждения газа должно включать:

- внешний осмотр оборудования и коммуникаций, обнаружение утечек газа;
- контроль и регистрацию температуры газа на выходе установки;
- контроль перепада давлений газа.

Периодичность выполнения указанных операций определяется техническим состоянием, степенью автоматизации, но не реже 1 раза в сутки.

В работу должны быть включены все исправные аппараты воздушного охлаждения. Число включенных в работу вентиляторов охлаждения выбирается диспетчером или автоматически с учетом атмосферных условий и заданного режима. При отклонении температуры газа от установленных пределов на выходе установки и отсутствии при этом технических средств для ее изменения по согласованию с ЦДС ПО должен быть изменен режим работы КС.

В случае возрастания перепада давлений газа на установке выше установленного должен быть открыт запорный кран на обводном газопроводе установки и приняты меры по поочередной остановке и очистке загрязненных аппаратов.

Не реже 1 раза в год должны производиться наружный осмотр аппаратов воздушного охлаждения с целью определения работоспособности трубных пучков, вентиляторов и очистка от загрязнений.

В соответствии со специальной инструкцией необходим ежегодный контроль неразрушающими методами толщин стенок выходных и входных трубопроводов в эрозионно-опасных местах (тройники, отводы и другие соединительные детали). Результаты контроля должны фиксироваться в актах.

Для исключения уменьшения теплоотдачи повышения аэродинамического сопротивления ребренных поверхностей секций, они должны очищаться продувкой паром по мере их загрязнения (особенно в летний период эксплуатации).

Техника безопасности

Перед проведением любых видов работ должны быть приняты меры против случайного включения вентиляторов.

При включении убедиться в отсутствии людей в зоне работы привода.

Применяемые при техническом обслуживании электрические инструменты и переносные лампы должны иметь напряжение не более 36 В.

При демонтаже и монтаже должны соблюдаться все правила такелажных работ.

3.12. Система хранения и снабжения компрессорного цеха маслом

Общепеховая маслосистема (рис. 3.12.1), предназначенная для приема,

хранения и предварительной очистки масла перед подачей его в расходную емкость цеха. Эта система включает в себя: склад ГСМ 1 и помещение маслорегенерации 3. На складе имеются в наличии емкости 2 для чистого и отработанного масла. Объем емкостей для чистого масла подбирается исходя из обеспечения работы агрегатов сроком не менее 3 месяцев. В помещении склада ГСМ устанавливается емкость отрегенерированного масла и емкость отработанного масла, установка для очистки масла типа ПСМ-3000-1, насосы для подачи масла к потребителям, а также система маслопроводов с арматурой.

После подготовки масла на складе ГСМ и проверки его качества, подготовленное масло поступает в расходную емкость. Объем расходной емкости выбирается равным объему маслосистемы ГПА, плюс 20 % для подпитки работающих агрегатов. Эта расходная емкость, оборудованная замерной линейкой, используется для заправки агрегатов маслом. Для газотурбинных ГПА применяется масло марки ТП-22С или ТП-22Б. Для организации движения масла между складом ГСМ и расходной емкостью, а также для подачи к ГПА чистого масла и откачки из него отработанного масла их соединяют с помощью маслопроводов. Эта система должна обеспечивать следующие возможности в подаче масла:

- подачу чистого масла из расходного маслобака в маслобак ГПА, при этом линия чистого масла не должна иметь возможность смешиваться с отработанным маслом;
- подачу отработанного масла из **ГПА** только в емкость отработанного масла;
- аварийный слив и перелив масла из маслобака ГПА в аварийную емкость. Для аварийного слива необходимо использовать электроприводные задвижки, включаемые в работу в автоматическом режиме, например, при пожаре.

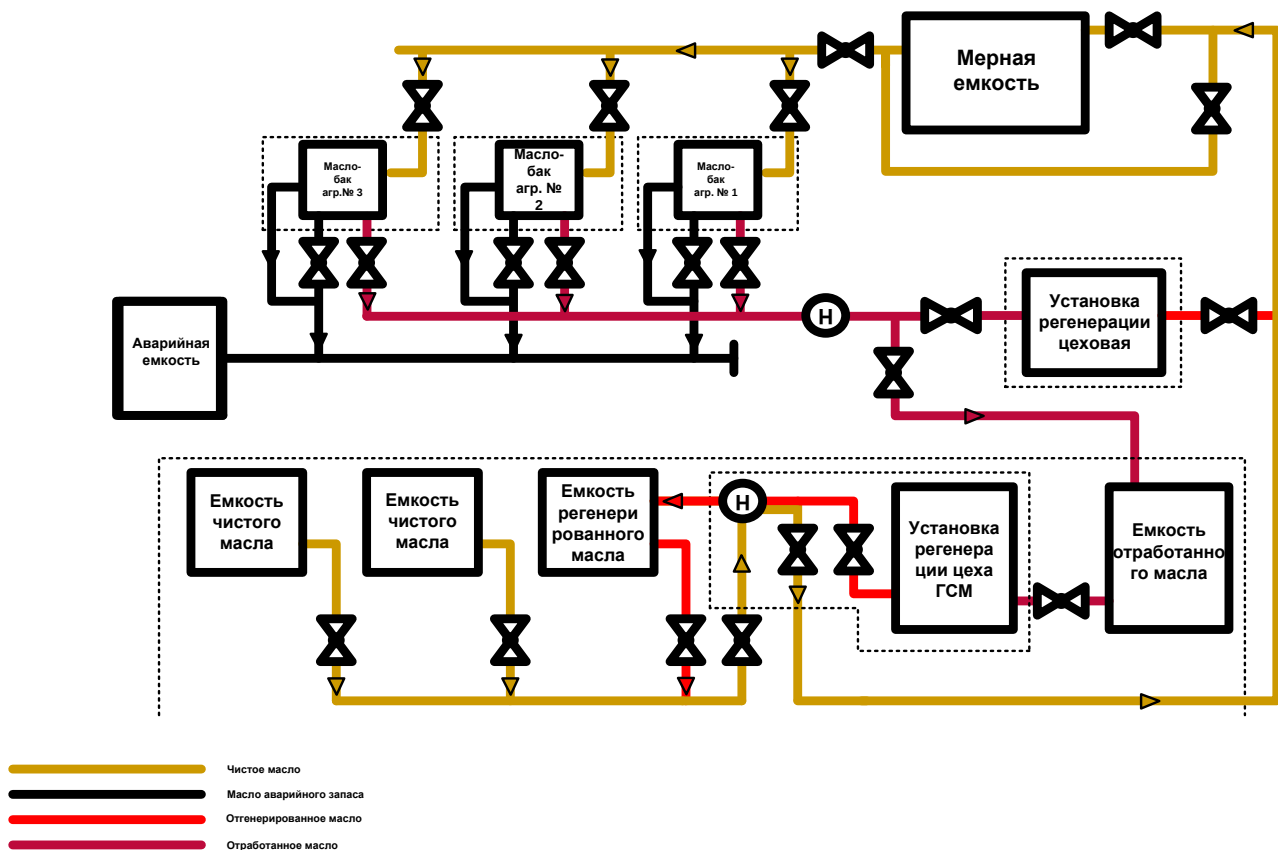


Рисунок 3.12.1. Система маслоснабжения компрессорного цеха

На компрессорных станциях для очистки турбинного масла применяются маслоочистительные машины типов ПСМ-1-3000, СМ-1-3000, НСМ-2, НСМ-3, СМ-1,5, которые могут работать в зависимости от степени загрязнения масла как по схеме очистки, так и по схеме осветления регенерируемого масла. Принципиальная схема маслоочистительной машины типа ПСМ-1-3000 приведена на рисунке 2.9.2. По этой схеме, загрязненное масло, пройдя фильтр грубой очистки 8, шестеренчатым насосом 7 через электроподогреватель 5 подается в очистительный вращающийся барабан 9, где из масла происходит выделение механических примесей и воды. В нижней части барабана масло под действием центробежных сил поступает на разделительные тарелки 10. Вода, имеющая большую плотность, чем масло, центробежной силой отбрасывается на периферию и под действием непрерывно поступающего в барабан масла, попадает в водяную полость маслосборника 3. Очищенное масло по кольцевому каналу сливается в вакуум-бак 4. Шестеренчатым насосом 7 масло из вакуум-бака подается на фильтр 1, откуда оно выходит уже полностью очищенным. При работе маслоочистительной машины механические примеси оседают на стенках барабана 9.

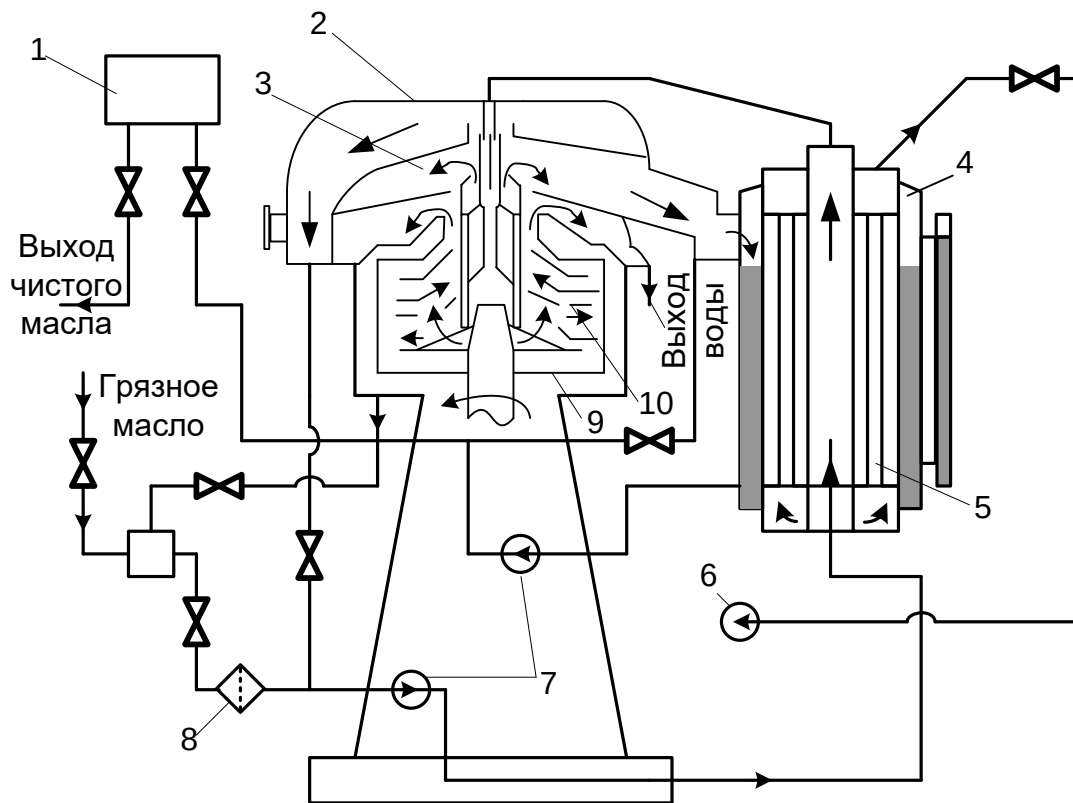


Рисунок 3.12.2. Принципиальная схема маслоочистительной машины ПСМ-1-3000

3.13. Система импульсного газа

Импульсным называется газ, отбираемый из технологических трубопроводов обвязки КС для использования в пневмогидравлических системах приводов запорной арматуры: пневмоприводных кранов технологического, топливного и пускового газов, для подачи газа к контрольно-измерительным и регулирующим приборам. В пневмогидравлической системе привода крана производится преобразование потенциальной энергии сжатого газа в механическую работу по перемещению запорного шарового узла.

Принципиальная схема импульсного газа приведена на рис.3.13.1.

Существуют три точки отбора импульсного газа из технологических трубопроводов КС (рисунок 3.13.2.): отбор до и после крана №20; отбор из выходного трубопровода КС до узла охлаждения и отбор из входного трубопровода КС после узла очистки.

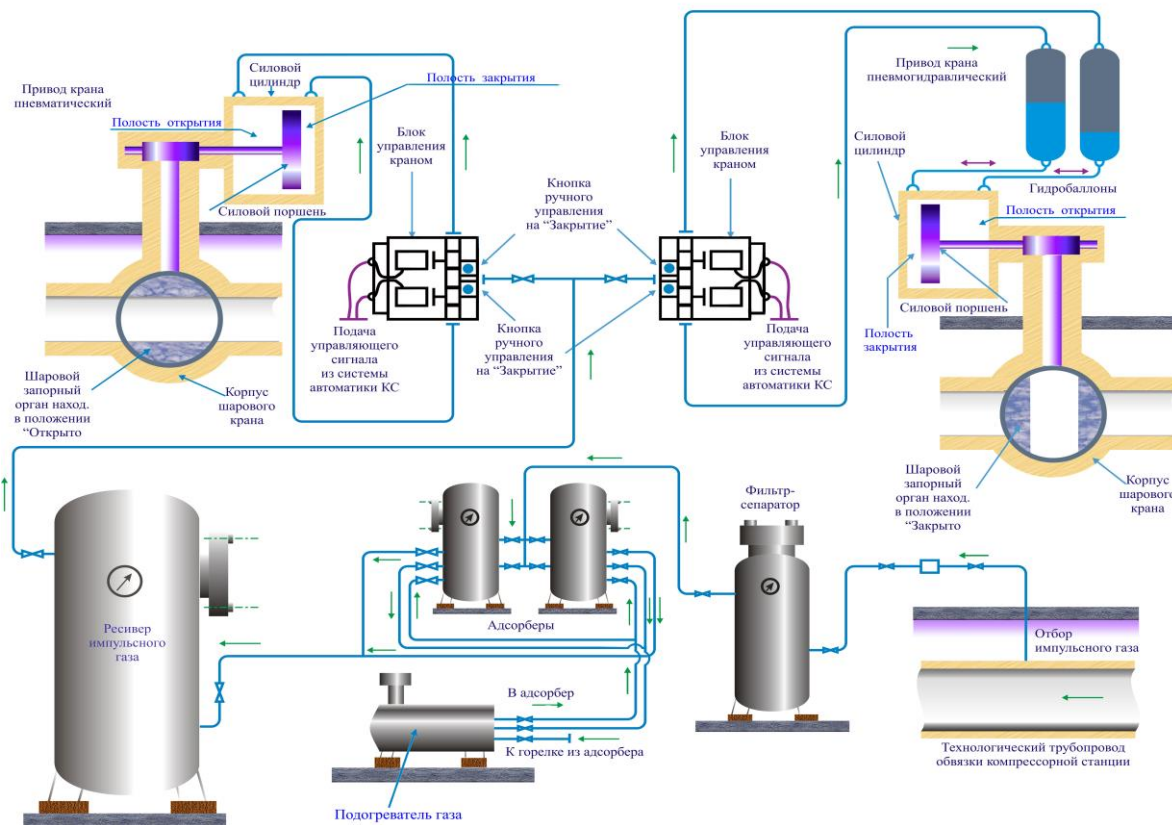


Рисунок 3.13.1. Система импульсного газа компрессорного цеха

Далее трубопровод импульсного газа объединяется в общий коллектор и поступает на узел подготовки импульсного газа (УПИГ), где происходит его очистка и осушка.

В состав УПИГ входит следующее оборудование: фильтр - сепараторы, адсорберы, огневой подогреватель, газовый ресивер, запорная арматура, контрольно-измерительные приборы, трубопроводы и гибкие резиновые шланги.

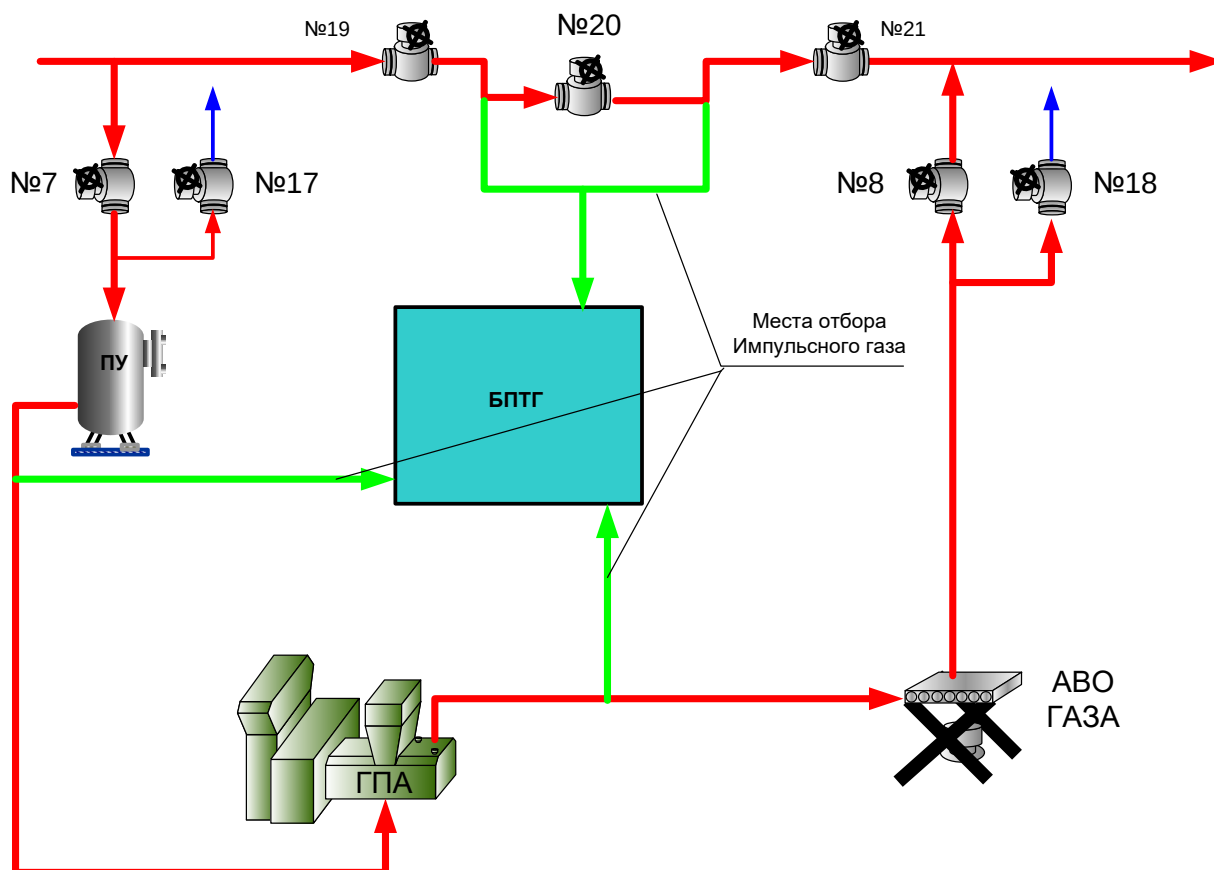


Рисунок 3.13.2. Места отбора импульсного газа

Фильтр - сепараторы предназначены для очистки импульсного газа от механических примесей и влаги. Адсорберы предназначены для осушки импульсного газа путем поглощения воды, находящейся в газе. Поглощение осуществляется адсорбентом, находящимся в полости адсорберов. В качестве адсорбента используются силикагель или цеолит. Степень очистки и осушки импульсного газа должна исключать заедание и обмерзание исполнительных органов при низких температурах наружного воздуха.

Как правило, из двух адсорберов в рабочем режиме поглощения влаги находится один. Другой адсорбер находится в режиме восстановления адсорбента. Восстановление осуществляется путем пропускания части подогретого до высокой температуры газа (около 300 °С) через увлажненный адсорбент. Дело в том, что при достижении предельной влажности, силикагель теряет способность дальнейшего поглощения влаги и для возобновления его адсорбционных свойств через него пропускают горячий теплоноситель. Осушку силикагеля проводят один раз в 2 - 3 месяца. Для подогрева газа используется огневой подогреватель. Цикл регенерации силикагеля длится примерно 4 - 6 ч, цикл охлаждения 2 - 4 ч.

При эксплуатации УПИГ с помощью контрольно-измерительных приборов осуществляется контроль за давлением и температурой газа, его расходом и точкой росы, которая должна составлять - 25 °С.

После УПИГ газ поступает ко всем общестанционным кранам на узел подключения, режимным и агрегатным кранам, а также к кранам топливного и пускового газа.

Назначение и состав системы импульсного газа.

Система импульсного газа КС должна обеспечивать подготовку и подачу газа к узлам управления и пневмоцилиндрам для перестановки кранов технологического, топливного и пускового газа, а также к контрольно-измерительным приборам и устройствам для передачи командных импульсов.

Система импульсного газа включает в себя: трубопроводы и коллектор импульсного газа; запорную и предохранительную арматуру, свечи для стравливания газа; адсорберы, фильтры осушители, вымораживатели, емкости хранения импульсного газа; трубные проводки гибкие резиновые шланги.

Трубопроводы и трубные проводки импульсного газа не должны иметь неплотностей, резких перегибов и местных сужений и обеспечивать свободное прохождение импульсного газа.

Импульсный газ в систему отбирается из двух различных участков технологических коммуникаций компрессорного цеха:

- из входного коллектора после пылеуловителей;
- из выходного коллектора цеха.

Для обеспечения бесперебойной работы узлов управления кранами технологического, топливного и пускового газа, импульсный газ должен быть предварительно очищен и осушен. Степень очистки и осушки импульсного газа должна исключать заедания и обмерзание работы исполнительных органов при температуре окружающего воздуха до -50°C (-60°C для районов Крайнего Севера).

В настоящее время широкое применение получили фильтры - осушители импульсного газа на жидком абсорбенте.

Фильтры - осушители

Фильтры предназначены для очистки от механических примесей и осушки природного газа, подаваемого в узел управления краном - индивидуальный фильтр - осушитель или группы кранов - централизованный фильтр - осушитель.

Фильтры предназначены для работы с природным газом, содержащим до 10 г. воды в 1 н.м³ газа, рассчитаны для работы в индивидуальном режиме, т. е. во время перестановки кранов на принципе барботирования газа через смесь чистых гликолей: диэтиленгликоля и этиленгликоля с последующей очисткой взвешенных частиц в фильтре тонкой очистки.

Индивидуальный фильтр - осушитель (Ф)

Индивидуальный фильтр - осушитель состоит из следующих основных частей: (рисунок 3.13.3.)

[illegible]

ГАЗ

Γ_{a3}

 Γ_{a3} Γ_{a3}

Диэтиленгликоль



Не осушенный и
не очищенный газ

Рисунок 3.13.3. Фильтр - осушитель импульсного газа.

Таблица 2.10.1. Основные технические данные фильтра – осушителя импульсного газа.

1. Рабочее давление Мпа (кг/см ²)	7,5 (75)
	1.
2. Температура окружающей среды	233 -253 К
	1.
Рабочий реагент:	
– диэтиленгликоль % не менее	85
– этиленгликоль % не менее	1. 15
Влагосодержание очищаемого	
1. природного газа г/Нм ³ , не более	1. 10
Ориентировочная заправочная	
1. емкость абсорбента, м ³	0,02

Принцип работы фильтра

При поступлении газа через нижний штуцер в стакан - давление внутри последнего будет увеличиваться и вытеснять жидкий сорбент в щель между стаканом и корпусом. Газ вытеснив абсорбент из стакана будет вырываться из нижней части и барботироваться через абсорбент, очищаясь от влаги и механических примесей. Решетка служит для отбоя брызг и пены жидкости. Очищенный газ из фильтра через верхний штуцер поступает на крановый узел.

Для предотвращения выброса жидкого абсорбента в узел управления крана при среднем часовом расходе более 18 м/час необходимо в штуцере для подвода газа устанавливать диафрагму $d = 4,3 - 4,5$ мм.

Индивидуальные фильтры - осушители устанавливаются для отдельно стоящих кранов.

Схема подключения индивидуального фильтра - осушителя представлена на рисунке 3.13.4.

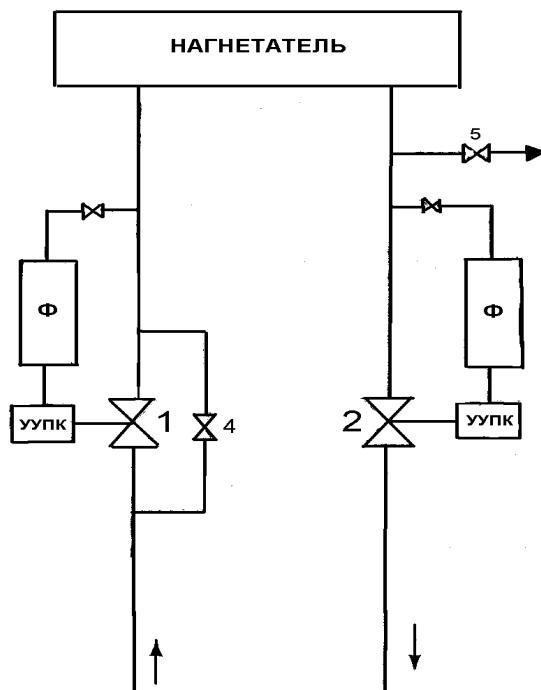


Рисунок 3.13.4. Установка фильтра - осушителя для кранов № 1 и № 2.

Отбор импульсного газа для предотвращения открытия кранов 1 и 2 при производстве ремонтных работ необходимо брать из контура нагнетателя.

Эксплуатация фильтров - осушителей

Все виды ремонтов производить предварительно отключив фильтр от трубопроводов и сбросив внутреннее давление до атмосферного. На работающем оборудовании во время ревизии фильтра обеспечить подачу импульсного газа к крану через байпасную линию.

Ежегодно перед зимней эксплуатацией необходимо производить ревизию фильтров:

- разобрать и промыть фильтры тонкой очистки;
- проверить слитый ДЭГ на плотность и загрязненность мехпримесями, при необходимости заменить или довести плотность до необходимого уровня.

При эксплуатации фильтра в холодное время года (октябрь - апрель) взятие проб на плотность производить один раз в месяц.

Внимание: При включении в работу фильтра - осушки категорически запрещается продувать коллекторы импульсного газа. Штатные отборы импульсного газа на кранах должны быть закрыты и опломбированны для исключения попадания влаги из газопровода в импульсный коллектор с осушенным газом.

В эксплуатации в данное время находятся фильтры импульсного газа с твердыми влагопоглощающими материалами, например с силикогелем - стекловидным пористым гранулированным веществом, активно поглощающим влагу

Эксплуатация системы импульсного газа

Для обеспечения надежной работы системы импульсного газа необходимо контролировать все узлы и детали линии импульсного газа, замеченные утечки должны немедленно устраняться работниками участка КИП и А, контролировать давление в системе импульсного газа.

Эксплуатация системы импульсного газа включает в себя периодические осмотры и обслуживание оборудования, вывод оборудования в ремонт. Периодичность осмотра оборудования системы импульсного газа следующая:

- осмотр при приеме смены;
- внешний осмотр один раз в смену;
- осмотр перед сдачей смены.

При приеме смены машинисту необходимо по докладу предыдущей смены и по записям в журнале дефектов оценить штатную ситуацию по состоянию системы импульсного газа. После чего он делает обход основного и вспомогательного оборудования системы импульсного газа с целью проверки действительной штатной ситуации. В дальнейшем машинист проводит анализ данной ситуации с последующим докладом сменному инженеру.

Обязанности машиниста при приеме смены:

- путем обхода и внешнего осмотра системы импульсного газа проверять наличие его давления по манометру.
- по положению органов управления запорной арматуры (согласно «Инструкции по содержанию органов управления запорной арматуры») выяснить, какое оборудование находится в работе, ремонте или резерве;
- по всем замечаниям доложить сменному инженеру.

В течении смены машинист обязан производить обходы оборудования системы импульсного газа с целью его контроля и осмотра.

Особое внимание машинист должен обращать на состояние системы импульсного газа при выводе агрегата в ремонт. Должны быть выполнены следующие требования:

- отбор импульсного газа на узлы управления кранами технологического газа должен быть перекрыт, а сам газ стравлен;
- сделан видимый разрыв путем снятия всех гибких шлангов;
- вывешены соответствующие плакаты на ГЩУ и кранах. См. «Инструкцию по содержанию органов управления запорной арматуры».

Зона обслуживания машиниста при обходе системы импульсного газа в течении смены:

- краны, входящие в МКТ;
- общий коллектор импульсного газа;
- вымораживатели, сепараторы, адсорберы, емкости хранения импульсного газа, индивидуальные фильтры.

Самостоятельно в течении смены машинист может проводить следующие работы по системе импульсного газа:

- продувка линий импульсного газа на узлах управления кранами;
- слив конденсата из вымораживателей и сепараторов;

3.14. Система топливного и пускового газа.

Система топливного и пускового газа предназначена для очистки, осушки и поддержания требуемого давления и расхода перед подачей его в камеру сгорания и на пусковое устройство (турбодетандер).

Газ для этих систем, аналогично как и для системы импульсного газа, отбирается из различных точек технологических коммуникаций КС: на узле подключения до и после крана №20, из выходного коллектора пылеуловителей и выходного шлейфа компрессорного цеха - перед аппаратами воздушного охлаждения газа.

Система топливного и пускового газа имеют блочное исполнение и включают в себя следующее оборудование (рисунок 3.14.1.): циклонный сепаратор, или блок очистки, фильтр-сепаратор, или блок осушки, подогреватели, блок редуцирования пускового и топливного газа, трубопроводы, замерное устройство, краны № 9, 12, 14 и 15, а также стопорные и регулирующие клапаны топливной системы, пусковое устройство или воздушный стартер (ВС).

Работа системы осуществляется следующим образом: газ, отбираемый из технологических коммуникаций КС, поступает на блок очистки или газосепаратор 1, где происходит его очистка от механических примесей. Далее газ поступает в фильтр-сепаратор 2, где происходит его более глубокая очистка от механических примесей и влаги. Затем газ поступает в подогреватель 3 типа ПТПГ-30, где подогревается до температуры 45-50° С. Огневой подогреватель представляет собой теплообменник, в котором трубный пучок газа высокого давления погружен в раствор диэтиленгликоля. Диэтиленгликоль подогревается за счет использования камеры сгорания этого устройства. Подогрев газа осуществляется с целью обеспечения устойчивой работы блоков редуцирования и недопущения его промерзания, что может нарушить устойчивую работу системы регулирования ГТУ.

[Перед блоком редуцирования, газ разделяется на два потока: один направляется на блок редуцирования топливного газа 4, другой на блок редуцирования пускового газа 5.]

Топливный газ редуцируется до давления 0,6-2,5 МПа, в зависимости от

давления воздуха за осевым компрессором ГТУ. После блока редуцирования топливный газ поступает в сепаратор 6, где происходит его повторная очистка от выделившейся при редуцировании влаги и затем в топливный коллектор. В камеру сгорания топливный газ поступает через кран №12, стопорный (СК) и регулирующий (РК) клапаны. Краны №14 и 15 используются для запальной и дежурной горелки в период пуска агрегата.

Пусковой газ, пройдя систему редуцирования снижает, свое давление до 1,0-1,5 МПа и поступает через краны №11 и 13 на вход в воздушный стартер, где расширяясь до атмосферного давления, совершает полезную работу, идущую на раскрутку осевого компрессора и турбины

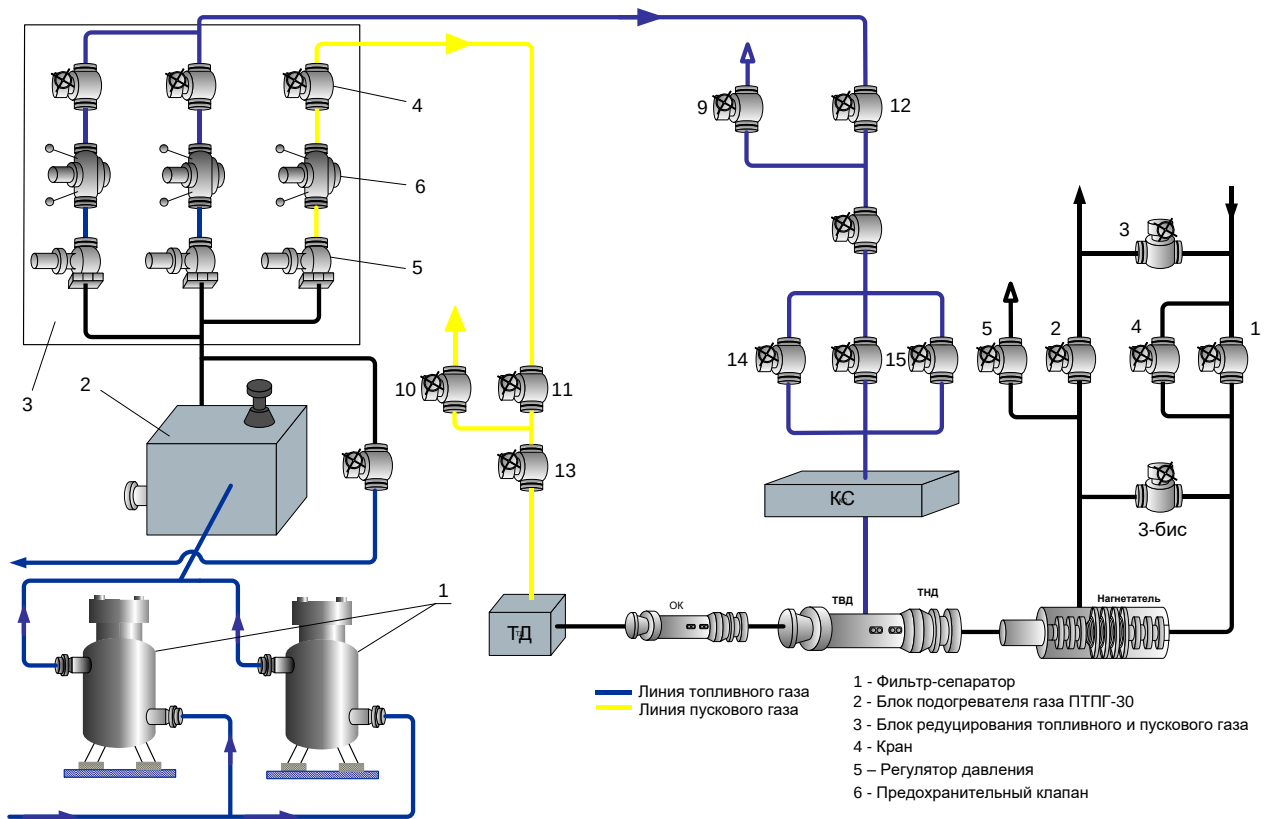


Рисунок 3.14.1. Система топливного и пускового газа ГПА

3.15. Система электроснабжения компрессорного цеха.

Назначение системы электроснабжения цеха

Потребителями электроэнергии на компрессорных станциях (КС) магистральных газопроводов являются турбокомпрессорные агрегаты с электрическим приводом газовых центробежных нагнетателей, циркуляционные насосные установки системы охлаждения горячего и холодного циклов газомоторных компрессоров, насосные станции производственного и бытового водо-

снабжения, вентиляционные агрегаты градирни и цехов, котельные установки, двигатели зарядных и подзарядных агрегатов, механические мастерские, а также жилые поселки. В некоторых случаях предусматривается электрическая мощность для питания сторонних потребителей.

Электрические схемы основного и вспомогательного оборудования цеха

При электроснабжении КС от районных подстанций энергосистем или от собственных электростанций как в одном, так и другом случае схема электроснабжения подразделяется на две части: систему внешнего и систему внутреннего электроснабжения.

В систему внешнего электроснабжения входят воздушные высоковольтные линии электропередачи напряжением от 6 до 220 кВ, внешние кабельные питающие линии напряжением 6; 10 кВ, электрические станции КС, открытые распределительные устройства – подстанции с главными силовыми трансформаторами.

Система внутреннего электроснабжения включает распределительные устройства 6 и 10 кВ, трансформаторные подстанции собственных нужд, распределительные щиты низкого напряжения, электрические сети напряжением 10; 6; 0,4; 0,23 кВ.

Схема электроснабжения выполняется в зависимости от характера требований в отношении бесперебойности электроснабжения (категории объектов).

К объектам первой категории относятся компрессорные станции магистральных газопроводов, их питание предусматривается от двух независимых источников, и перерыв в электроснабжении допускается лишь на время автоматического ввода в действие резервного питания. Резервный источник питания должен при этом обеспечивать электроэнергией все цеха, от действия которых зависит бесперебойная работа компрессорного цеха.

К объектам второй категории (с питанием от одного независимого источника) относятся компрессорные станции закачки газа в подземные хранилища, АРП и ГРС с допустимым временным перерывом электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала.

К объектам третьей категории относятся устройства катодной защиты, ремонтные мастерские, жилые поселки, дома обходчиков и другие линейные сооружения газопровода с питанием от одного источника и с допустимым перерывом в электроснабжении не более одних суток (на время ремонтных работ).

Источники электроснабжения, система внутреннего электроснабжения

На компрессорных станциях, где в качестве привода центробежных нагнетателей применяются высоковольтные электродвигатели большой мощности – от 4000 кВт и выше, источником электроснабжения, как правило, являются районные подстанции энергосистем. Связь с энергосистемой КС осуществ-

ляется обычно на напряжении 110 – 220 кВ с помощью двух цепных линий электропередачи (ЛЭП). На районных подстанциях линии электропередачи, питающие КС, подключаются к линейным выводным ячейкам через разъединители и масляные выключатели.

В некоторых случаях при расположении компрессорных станций вблизи районных электростанций электроснабжение КС осуществляется по воздушным или кабельным линиям напряжением 6 кВ с присоединением электродвигателей привода центробежных нагнетателей непосредственно на генераторное напряжение.

Компрессорные станции, оборудованные газотурбинными и газомоторными приводами, имеющие по отношению электроприводных КС значительно меньшие максимумы нагрузок, при их расположении вблизи районных подстанций энергосистемы соединяются с подстанцией воздушными линиями электропередачи напряжением 6; 10; 35 кВ или кабельными линиями напряжением 6; 10 кВ.

В случаях, когда компрессорные станции с газотурбинными или газомоторными приводами удалены на значительное расстояние от источников электроснабжения, питание электроустановок этих КС производится от собственных электростанций, сооружаемых непосредственно на территории КС.

Действия машиниста при нормальной эксплуатации системы электроснабжения цеха

В течении смены машинист при нормальной работе системы электроснабжения цеха контролирует наличие напряжения по приборам, расположенным на щитах ГЩУ.

При возможных неисправностях в системе электроснабжения цеха машинист обязан доложить сменному инженеру о замеченных неисправностях и они совместно принимают меры к устранению данной аварии.

3.16. Система водоснабжения, вентиляции и канализации.

Система водоснабжения

Система водоснабжения КС должна обеспечивать технологические, противопожарные и хозяйственно-бытовые нужды компрессорных цехов при работе их с максимальной нагрузкой в любое время года, а также подпитку систем теплоснабжения и обратного водоснабжения.

Водоснабжение КС представляет собой систему сложных сооружений для забора воды, ее очистки, хранения необходимых запасов и подачи потребителю воды соответствующего качества. В настоящее время, как правило, водоснабжение КС обеспечивается собственными артезианскими скважинами, реже они имеют свои насосные станции, подающие воды из каких-либо поверхностных водоемов.

Строительство артезианских скважин экономически более целесообразно, особенно когда вблизи КС нет крупных населенных пунктов со своим водоза-

бором и водоподготовкой (отстой и очистка). Кроме того, артезианские воды содержат значительные количества растворенных минеральных веществ и газов, которые приносит дождевая вода, просачиваясь через почву; в то же время эти воды почти всегда прозрачны и не содержат взвешенных веществ, так как через почву они фильтруются. Химический состав подземных вод не подвергается заметным изменениям в зависимости от времени года.

Поверхностные воды (реки, водохранилища) содержат много взвешенных частиц, особенно в весенний и осенний периоды, а также органических веществ, микроорганизмов, в том числе болезнетворных бактерий, и небольшое количество солей. Санитарные качества поверхностных вод часто бывают низкими, в следствии загрязнения их сбросами различных промышленных предприятий.

Согласно СНиП артезианские скважины оборудуются за территорией КС. Обычно их бывает несколько и располагаются они каскадом. На территории КС располагаются:

- трубопроводная система (подводящая и распределительная);
- блок-бокс хозяйственного и пожарного водоснабжения;
- емкости для отстоя и хранения воды (не менее двух) объемом от 200 до 250 м³ каждая.

Основными методами очистки и обработки воды являются:

- Осветление - для уменьшения мутности.
- Обеззараживание (дезинфекция) - для устранения болезнетворных бактерий.
- Умягчение - для уменьшения содержания кальция, магния и др.

Для осветления воды, т.е. удаления из нее взвешенных веществ, ее процеживают, отстаивают и фильтруют. Процеживание заключается в том, что воду сначала пропускают через редкие решетки, расположенные в окнах водозаборных устройств, а потом через сетки, расположенные в водоприемных колодцах. В результате процеживания вода очищается от крупных механических примесей. Отстаивают воду в отстойниках, через которые она проходит со скоростью 1-2 мм/сек. За время прохождения воды в отстойнике (от 9 до 18 ч.) механические частицы оседают на дно отстойника. Для более полного осветления воды и ускорения отстаивания мельчайших частиц и других примесей к воде прибавляют различные химические вещества (глинозем, квасцы), которые в воде превращаются в хлопья и, осаждаясь, увлекают взвешенные частицы, и вместе с ними быстро оседают на дно отстойника.

Обеззараживание воды, т.е. уничтожение в ней болезнетворных бактерий осуществляют обычно добавлением в воду хлорной извести.

Система вентиляции

Система вентиляции, предназначена для поддержания параметров воздушной среды в помещениях компрессорного цеха в соответствии с требованиями действующих санитарных и технологических норм.

Система вентиляции включает в себя:

- естественную вентиляцию во всех помещениях компрессорного цеха, кроме помещения аккумуляторной;
- приточно-отопительную вентиляцию в машинном зале и галерее нагнетателей;
- приточно-вытяжную вентиляцию в аккумуляторной, химической лаборатории;
- аварийно-вытяжную вентиляцию в галерее нагнетателей;
- вытяжную вентиляцию в помещениях регенерации масел, механической мастерской, диспетчерской;
- установки кондиционирования воздуха;

Аварийно-вытяжная должна обеспечивать восьмикратный воздухообмен и включается от газоанализаторов-сигнализаторов при наличии не более 1% газа в воздухе.

Во взрывоопасных помещениях вентиляторы и электродвигатели должны быть выполнены во взрывозащищенном исполнении.

Минимальная температура воздуха в машинном зале и в галерее нагнетателя в зимнее время должна быть ниже 5 °С.

При обслуживании вентиляционных установок необходимо:

- своевременно проводить пуск и остановку вентиляторов;
- проводить регулирование вентиляционных установок и естественных вытяжек для поддержания нормальной температуры и требуемого трехкратного воздухообмена;
- своевременно сообщать начальнику газокompрессорной службы (ГКС) о замеченных неисправностях, с соответствующей записью в оперативном журнале и журнале эксплуатации и ремонтов вентиляционных установок;
- проводить необходимый ремонт, следить за смазкой подшипников, промывать водой калориферы от пыли и содержать вентиляционное оборудование в полном порядке и чистоте в соответствии с инструкциями по этим установкам;
- ежедневно проводить пробный пуск аварийных вытяжек вентиляторов в галерее с соответствующей записью в оперативном журнале.

Запрещается работникам, которым не поручен уход за вентиляционными установками и ремонтом их, закрывать вентиляционные задвижки, шиберы, приточные и вытяжные отверстия, снимать кожухи, останавливать и включать вентиляторы и проводить другие действия с вентиляционным оборудованием, за исключением аварийных случаев.

Работающие вентиляционные установки должны обеспечивать эффективность, предусмотренную проектом. Испытания и накладка на санитарно-гигиенический эффект всех вентиляционных систем должны проводиться 1 раз в год пуско-наладочными организациями с выдачей двух экземпляров паспортов на каждую установку.

Система канализации

Система промышленной канализации КС должна обеспечивать сток, пе-

рекачку и очистку промышленных вод от механических примесей, химических реагентов и нефтепродуктов, образующихся при мойке маслоохладителей, роторов, обоймы и другого оборудования компрессорного цеха согласно СНиП.

Система промышленной канализации включает в себя канализационную насосную, отстойники с фильтрами и трубопроводы.

Производственные сточные воды, содержащие горючие жидкости, взвешенные вещества, жиры, масла, кислоты, щелочи и другие вредные вещества, нарушающие нормальную работу сетей и очистных сооружений, должны быть очищены до поступления в наружную канализационную сеть. Для их очистки должны быть предусмотрены местные установки-решетки, отстойники, уловители горючих жидкостей и прочие сооружения. Отстойники с фильтрами, нефтеловушки и трубопроводы системы необходимо периодически очищать от осадка и грязи. эксплуатацию и обслуживание оборудования, входящего в систему промышленной канализации, следует проводить в соответствии с техническими инструкциями.

Систему промышленной канализации необходимо выполнять отдельно от хозяйственно-фекальной канализации.

Система противопожарного водоснабжения

Система пожаротушения компрессорного цеха предназначена для сигнализации о появлении очагов загорания и ликвидации их путем автоматической или управляемой подачи воды, пены или углекислого газа в очаг пожара.

Система пожаротушения включает:

- общецеховую систему пенного пожаротушения, в которую входят автоматические средства обнаружения загорания и система пожаротушения каждого агрегата в отдельности;
- систему пожарного водоснабжения, обеспечивающую в любое время года подачу воды на противопожарные нужды;
- щиты с установленным набором противопожарного инвентаря, пожарные краны со стволами и рукавами, пенные и углекислотные огнетушители, ящики с песком;
- средства связи и сигнализации.

За средствами пожаротушения и пожарной сигнализации должен быть установлен постоянный надзор, осуществляемый сменным персоналом.

Система пожарного водоснабжения состоит из пожарного резервуара, трубопроводов, арматуры и насосов. В пожарном резервуаре постоянно должен быть необходимый запас воды на случай пожара. привод насосов должен иметь два источника электроснабжения. трубопроводы системы должны быть утеплены на надземных участках, находящихся вне помещений. В зимнее время должна быть обеспечена постоянная циркуляция воды по трубопроводам для предупреждения ее замерзания. Пожарный трубопровод внутри компрессорного цеха должен быть проложен в зоне с гарантированной положительной температурой.

Эксплуатация систем хозяйственного и противопожарного водоснабжения, канализации

В каждом компрессорном цехе должна быть «Схема водоснабжения и канализации КЦ». Сменный машинист должен четко представлять систему водоснабжения в пределах своего цеха, особенно расположение колодцев системы горячего водоснабжения (теплотрассы) и в случае аварийной ситуации (разрыв теплотрассы) перекрыть этот участок до приезда аварийной бригады.

Кроме того, он должен хорошо знать расположение пожарных кранов (ПК) и пожарных гидрантов (ПГ), как внутри цеха, так и на прилегающей территории.

В случае возникновения пожара сменный машинист включает пожарные насосы, для повышения давления воды в системе пожаротушения.

Обо всех замеченных неисправностях в системе водоснабжения компрессорного цеха машинист обязан немедленно доложить сменному инженеру.

Генеральный план промплощадки, здания и сооружения

В состав КС входят:

- технологические установки компримирования газа; очистки газа; охлаждения газа после его компримирования; охлаждения масла и воды (антифриза) ГПА; подготовка газа - топливного, пускового, импульсного и собственных нужд воздухообеспечение;
- склады горюче-смазочных материалов; метанола; материалов и реагентов; оборудование трубопроводов, арматуры и т.д.;
- система электроснабжения и молниезащиты; теплоснабжения; утилизации теплоты, отопления и вентиляции; производственно-хозяйственного и пожарного водоснабжения; канализации; контроля и управления; телефонной связи, радификации, газификации; пожарной и охранной сигнализации; автоматического пожаротушения;
- технологические коммуникации с запорной арматурой;
- административно-бытовые помещения;
- подсобно-производственные помещения;
- вспомогательные объекты.

Для обеспечения надлежащего технологического и санитарно-гигиенического состояния территории КС, должны быть выполнены требования по охране окружающей среды и содержаться в исправном состоянии: сети водопровода, канализации, теплогазоснабжения и их сооружения; источники питьевой воды, водоемы и санитарные зоны источников водоснабжения; стоянки автотранспорта и специальной техники; автомобильные дороги, пешеходные дорожки, переезды и подъезды к пожарным гидрантам, водоемам и т.п.; системы и средства охранной сигнализации и противопожарной безопасности; склады метанола и горюче смазочных материалов; системы отвода поверхностных и грунтовых вод, ограждения, освещения, озеленения и благоустройства.

Ответственность за эксплуатацию территорий, зданий и сооружений возлагается на начальников цехов и участков приказом по подразделению.

Производственные здания и сооружения должны содержаться в исправном состоянии, обеспечивающем использование их по назначению, здоровые и безопасные условия труда персонала.

Для поддержания нормального эксплуатационного состояния зданий и сооружений необходимо:

- обеспечивать своевременный ремонт;
- поддерживать в исправном состоянии основное и аварийное освещение в производственных помещениях и вне их;
- следить за исправным состоянием теплоизоляции трубопроводов;
- поддерживать в исправном состоянии инженерные коммуникации.

Контрольные вопросы

- 1. Как классифицируются газоперекачивающие агрегаты.***
- 2. Назовите назначение блоков ГПА.***
- 3. Назовите основные узлы приводного двигателя.***
- 4. Назовите основные узлы нагнетателя.***
- 5. Назовите назначение отсека маслоагрегатов ГПА.***
- 6. Назначение и работа системы циклового воздуха ГПА.***
- 7. Назначение и работа маслосистемы смазки ГПА?***
- 8. Назначение и работа регулятора перепада давления.***
- 9. Назовите назначение опорного и опорно-упорного подшипника ротора нагнетателя.***
- 10. Назовите назначение газоперекачивающего агрегата.***

Тема 4 «Техническое обслуживание, регламентные работы и ремонт ГПА».

4.1. Состояние ГПА

Объем работ по обслуживанию газоперекачивающего агрегата зависит от того в каком состоянии он находится. ГПА может находиться в шести различных состояниях:

- **консервация;**
- **ремонт;**
- **регламентного обслуживания;**
- **“холодный резерв”;**
- **“горячий резерв”;**
- **работа.**

Консервация – агрегат находится в оперативно неработоспособном состоянии. На нем проведены работы, обеспечивающие его сохранность на период до двух лет и способность к восстановлению в течении не более 20 суток до работоспособного состояния.

Общий перечень работ по консервации ГПА:

- заглушить входной коллектор двигателя;
- источники электропитания систем агрегата, освещения в отсеках должны быть выключены;
- входные двери во всасывающую камеру и другие отсеки агрегата должны быть закрыты;
- арматура маслосистемы на выходе из маслобаков должна быть закрыта;
- трубопроводы топливного и пускового газа должны быть закрыты.

Консервация двигателя производится согласно инструкций по эксплуатации, при этом периодически, в зависимости от длительности хранения, производятся работы по обслуживанию ГПА. Эти работы включают в себя:

- внешний осмотр оборудования агрегата и трубопроводов маслосистем двигателя и нагнетателя;
- периодический анализ масла из маслобаков нагнетателя и двигателя;
- ручная прокрутка роторов НД и ВД.

Ремонт – агрегат находится в неработоспособном состоянии и на нем производятся ремонтные работы. При этом выполняются все подготовительные операции по выводу агрегата в ремонт согласно нормативно-технической документации, такие как:

- перекрытие ручных кранов топливного и пускового газа, отключение

- импульсного газа;
- отключение электропитания вспомогательных агрегатов и цепей управления кранами;
- слив масла из маслобаков двигателя, нагнетателя (при необходимости).

Периодически, при достижении определенной наработки ГПА или приводного двигателя производятся регламентные работы по техническому обслуживанию агрегата.

Регламентные работы по ТО агрегата – агрегат находится в работоспособном состоянии, но на нем производятся операции по техническому обслуживанию, предусмотренные эксплуатационной документацией. Периодичность и длительность нахождения в данном состоянии определяются документацией изготовителя, но не менее 7 и не более 24 часов.

Их объем зависит от количества наработанных часов и типа ГПА. Так для ГПА-Ц-16 регламентные работы проводятся через 2000, 6000, 12000 часов, а также производится останов агрегата для проведения регламентных работ на двигателе через 1000 часов.

Эти работы включают:

- проверку состояния крепления и контровки болтовых, фланцевых соединений;
- осмотр ВОУ, шумоглушителя, камеры всаса;
- осмотр выхлопной шахты, улитки;
- наружный осмотр маслобаков, пусковых насосов;
- осмотр и замену фильтров системы смазки, уплотнений;
- ревизию маслоотводчиков, запорной арматуры маслосистемы и системы обогрева;
- ревизию опорно-упорного подшипника, опорного подшипника и уплотнений
- ревизию торсионного вала;
- проверку состояния лопаток рабочего колеса;
- центровку двигателя с нагнетателем;
- ревизию вентиляторов маслоохладителей;
- проверку герметичности маслоохладителей;
- проверку исправности системы пожаротушения;
- промывку маслобаков и замену масла.
- При увеличении наработки к данным работам добавляются:
- осмотр фундамента
- осмотр системы подогрева циклового воздуха
- ревизия редукционных клапанов, регулятора перепада давления, регулятора температуры;
- ревизия пусковых и основных насосов смазки и уплотнения;
- осмотр обшивки блоков;

- замер зазоров в лабиринтных, концевых уплотнениях и подшипниках.

Регламентные работы на двигателе производятся согласно инструкции по эксплуатации. В период проведения работ по обслуживанию двигателя могут производиться регламентные работы на ГПА.

“Холодный резерв” – на агрегате выполнены и непрерывно поддерживаются предпусковые условия, обеспечивающие запуск не позднее 2 часов. Это время необходимо для подогрева масла, проверки состояния элементов управления запорной арматуры, подачи напряжения и включения исполнительных механизмов, подогрева отсеков. Длительность нахождения в данном состоянии до 100 часов, после чего следует провести комплексное опробование работоспособности агрегата.

В период нахождения агрегата в состоянии “холодного резерва” необходимо периодически контролировать уровень масла в маслобаках, производить анализ масла, проводить осмотр камеры всаса, выхлопного устройства, отсеков, контролировать наличие импульсного газа исправности запорной арматуры, системы автоматического регулирования, наличие и исправности измерительных приборов, отсутствие утечек.

“Горячий резерв” – на агрегате выполнены и непрерывно поддерживаются все предпусковые условия, которые обеспечивают его немедленный автоматический запуск с пульта управления ГПА. Длительность нахождения в данном состоянии – до 30 суток, после чего производится техническое обслуживание по инструкции изготовителя.

При переводе агрегата в состояние “горячего резерва” его пуск должен осуществляться в течении 15-20 минут нажатием кнопки “Пуск”, при этом обычно не требуется проведение каких-либо подготовительных работ. В этом состоянии на агрегате необходимо поддерживать предпусковые условия, для чего производятся те же работы, что и в “холодном резерве”, кроме того контролируется температура масла в маслобаках и температура в отсеках; подано питание и включены все исполнительные механизмы; открыта арматура на маслопроводах;

4.2. Обслуживание агрегата в процессе эксплуатации

При приеме смены машинист обязан:

- получить от сдающего машиниста сведения о всех неполадках в работе агрегатов и всего вспомогательного оборудования, выявленных за период смены, и о тех узлах, за которыми необходимо вести более тщательное наблюдение. Все сведения должны быть записаны в журнале дефектов оборудования;
- по записям параметров суточной ведомости машинист должен озна-

комиться о схемой и режимом работы агрегатов.

После чего машинист производит обход основного и вспомогательного оборудования с целью проверки действительной ситуации с докладом предыдущей смены и с записями в журналах. Сделав анализ ситуации, докладывает сменному инженеру и получает разрешение на прием смены. Прием смены оформляется подписью в суточной ведомости.

Контроль за состоянием ГПА в процессе работы можно разделить на три составляющих:

- обеспечение технологического режима компрессорного цеха;
- обслуживание ГПА;
- контроль за состоянием основного и вспомогательного оборудования и систем.

Обеспечение технологического режима компрессорного цеха сводится к подбору оптимального режима работы нескольких ГПА путем равномерного распределения через нагнетатели расхода газа. Это осуществляется с помощью регулирования частоты вращения вала нагнетателя и изменения схемы подключения. При этом стремится обеспечить оптимальный расход через ГПА и степень сжатия. Не допускать превышения выходного и входного давления допустимых значений. Не допускать работу нагнетателя в зоне пониженных расходов и высокого давления, предпомпажной зоне. Обеспечивать оптимальную температуру газа на входе и выходе из нагнетателя. Контролировать степень очистки и осушки технологического газа.

Контроль за состоянием основного и вспомогательного оборудования сводится к контролю эксплуатационных параметров, анализу причин их изменения и отклонения от нормальных величин и предупреждению аварийных режимов работы. Любые отклонения параметров работы от установленных инструкциями по эксплуатации ГПА должны немедленно выясняться и устраняться. При невозможности определить причину нарушения, агрегат должен быть остановлен, а вместо него пущен другой.

Регистрация эксплуатационных параметров ГПА осуществляется с периодичностью 1-2 часа с записью их в суточную ведомость. Эти показатели фиксируются при обходе и осмотре оборудования, с местных щитов управления, а также с отдельных приборов.

При работе ГПА на режиме контролируются следующие параметры:

- температура газа на входе, выходе нагнетателя;
- температура газа перед СТ;
- степень сжатия;
- давление газа на входе, выходе ГПА;
- частота вращения ротора турбокомпрессора;
- частота вращения ротора СТ;
- вибрация опор турбокомпрессора;

- вибрация опор СТ и нагнетателя;
- осевой сдвиг вала нагнетателя;
- температура масла в подшипниках нагнетателя;
- температура масла в баке нагнетателя;
- температура масла в баке двигателя;
- температура масла в подшипниках двигателя
- температура масла на входе в двигатель;
- температура масла на входе в нагнетатель;
- температура масла на выходе СТ;
- давление масла на входе в двигатель;
- давление масла смазки нагнетателя;
- давление масла на входе СТ;
- уровень масла в маслобаке двигателя;
- уровень масла в маслобаке нагнетателя;
- температура воздуха на входе в осевой компрессор;
- давление воздуха за осевым компрессором;
- перепад “масло-газ”;
- перепад давления на фильтрах смазки нагнетателя;
- перепад давления на фильтрах уплотнения;
- перепад давления на фильтрах смазки двигателя;
- перепад давления на фильтрах топливного газа;
- давление топливного газа.

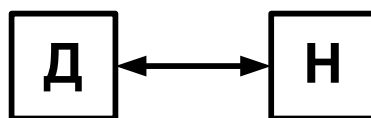
4.3. Центровка двигателя НК-16-18 СТ (НК-12СТ)

Центровка двигателя и нагнетателя предназначена для соосности двигателя и нагнетателя в продольной и поперечной плоскости, чтобы устранить биение промежуточного вала и вибрацию по нагнетателю и двигателю.

Центровка выполняется после замены двигателя и при выполнении регламентных работ.

Для выполнения центровки необходимы следующие условия:

- разница температур Δt в отсеках двигателя и нагнетателя не должна превышать 10°C .
- расстояние между муфтой СТ и муфтой нагнетателя должно составлять $1115 \pm 1\text{мм}$ (для НК-16-18СТ), $748 \pm 1\text{мм}$ -(для НК-12СТ),



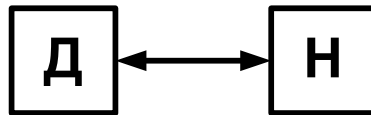
- зазор между улиткой и оболочкой СТ должен составлять
 - 6-9мм (для НК-16-18СТ),

➤ 3-5 мм (для НК-12СТ),

Укладка двигателя НК-12СТ на подмоторную раму

Порядок укладки:

- 2 задние, 2 средние, 2 передние цапфы;
- расстояние между зубчатыми обоймами- Д и Н- 748 ± 1 мм;



- соразмерность сопло СТ и сопло Улитка- $3 \dots 5 \pm 1$ мм;
- задние цапфы в сферические втулки опор (крепления по 4 болта М20);
- тепловой зазор 10 ± 2 мм;
- средние цапфы: в ложементы опор (крепление по 4 болта М20);
- выступание ложементов-10-15 мм;
- тепловой зазор по полету-25 мм (min);
- тепловой зазор 10 ± 2 мм (продольные);
- натяг клина- 0,1 мм (индикатор ИЧ);
- обтяжка опоры - $\pm 0,03$ мм;
- передние цапфы в ложементы опор (крепление по 3 болта М20);
- выступание ложементов -18-25 мм;
- тепловой зазор по полету- 30 мм (min);
- тепловой зазор нет (продольное перемещение);
- натяг клина -0,1 мм по индикатору;
- обтяжка опоры - $\pm 0,03$ мм;

Примечание: при наличии зазора (шайбы от 3 до 5 мм), такелажные подвески после укладки сняты с кронштейнов двигателя.

Для сохранения продольной оси при тепловых перемещениях специальный фиксатор установлен под СТ, опора к раме 4 болта М-16, зазор между «вилкой» и «сухарем» СТ – не более 0,5 мм.

Передние и средние цапфы установлены в ложементы опор, закреплены на раме: передние по 3 болта, средние по 4 болта М20 каждая опора.

Задние цапфы установлены в сферических втулках опор, закрепленных на раме по 4 болта каждая опора.

Соединение с ротором нагнетателя через торсионный вал, установленный в зубчатых обоймах СТ и ЦБН.

После укладки двигателя на подмоторную раму:

- торсионный вал- муфта двигателя: метки совпадают допуск смещения 2-3 зуба;

- торсионный вал-муфта нагнетателя: метки расположены 180°;
- центровочное приспособление - 3 индикатора ИЧ (2-торцевые 1-радиальный);

Центровка проводится в два этапа

1 этап:

- установка рамы с двигателем домкратами: 4 вертикальные 4 горизонтальные
- осевое биение $\pm 0,01-0,04$ мм
- радиальное биение $\pm 0,01$ мм (по индикаторам)

2 этап:

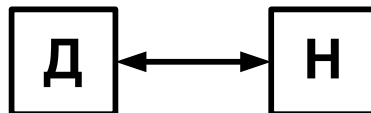
- подведение клиньев (12шт по 6 шт. на сторону) под раму, натяг -0,05-0,1 мм на клин;
- обтяжка подмоторной рамы шпильками (12 шт. по 6 шт. на сторону)
- осевое биение - не более 0,04 мм
- радиальное - не более 0,1мм

Примечание: допуск при проверке центровки осевое - не более 0,06 мм, радиальное не более 0,2 мм

Методика выполнения центровки на ГПА – Ц-16 (двигатель НК-16-18СТ)

Замерить разницу температур в отсеках двигателя и нагнетателя Δt не должна превышать ± 100 С.

Установить расстояние между муфтой СТ и муфтой нагнетателя равной 1115 ± 1 мм.



Установить зазор между улиткой и оболочкой двигателя 6-9 мм.

Брусьевым уровнем выставить двигатель, чтобы перекося не превышал 2 мм на 1 метр.

С монтировать приспособление с ИЧ (индикатор часового типа) на промежуточный вал, 1 ИЧ установить на переднюю часть промежуточного вала, 2 ИЧ на заднюю часть промежуточного вала.

Установить двигатель на 4-х крайних опорных колесах и выполнить грубую центровку двигателя в вертикальной плоскости относительно нагнетателя следующим образом:

- выставить показания ИЧ на «0» в вертикальной плоскости и повернуть вал на 180°.
- замерить показания ИЧ, если они не входят в ТУ $\pm 0,10$ мм – винтовыми
- парами колес добиться нужных показаний ИЧ (показания должны стремиться к «0»). (Рис. 4.3.1.)

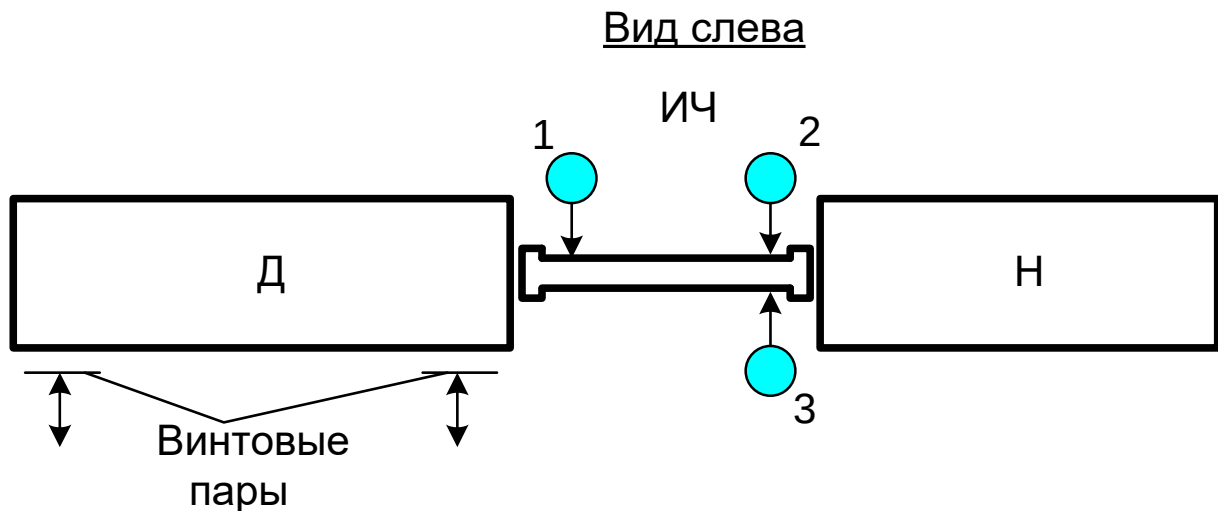


Рисунок 4.3.1. Центровка в вертикальной плоскости.

Подогнать крайние клинья и убрать опорные колеса моторамы.

Выполнить грубую центровку двигателя в горизонтальной плоскости относительно нагнетателя следующим образом;

выставить показания ИЧ на «0» в горизонтальной плоскости и провернуть вал на 1800;

замерить показания ИЧ, если они не входят в ТУ $\pm 0,10\text{мм}$, горизонтальными упорами с правой стороны двигателя добиться нужных показаний ИЧ (показания должны стремиться к «0»). (Рис. 4.3.2.)

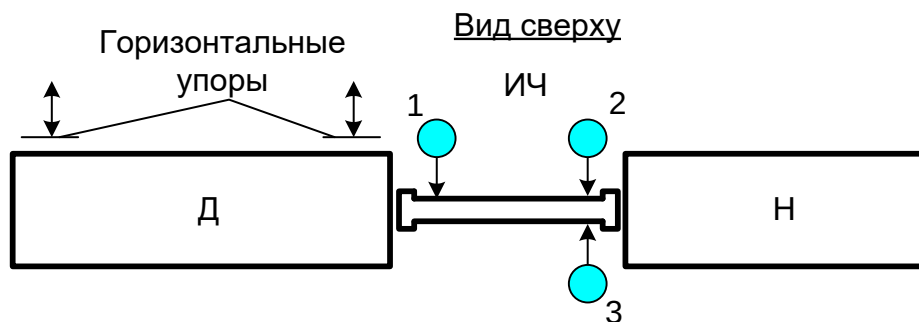


Рисунок 4.3.2. Центровка в горизонтальной плоскости.

Затем установить ИЧ в вертикальной плоскости и произвести точную центровку в вертикальной плоскости с помощью клиньев, показания ИЧ должны стремиться к «0»

Добиться показаний ИЧ в вертикальной и горизонтальной плоскости по ИЧ №1 $\pm 0,14\text{мм}$ по ИЧ № 2,3. $\pm 0,10\text{мм}$.

При достижении значений по ИЧ входящих в ТУ, произвести обтяжку анкерных болтов крепления крайних клиньев и опор двигателя.

Затем подвести средние клинья до начала изменения ИЧ, клинья подводить синхронно с обеих сторон.

Произвести обтяжку средних клиньев и опор двигателя.

После чего произвести проверку параметров центровки и биение проме-

жуточного вала, биение вала должно не превышать 0,15мм.

Результаты центровки записать в формуляр двигателя.

4.4. Промывка ГВТ (газовоздушного тракта)

Промывка ГВТ (газовоздушного тракта) – предназначена для удаления нагара и копоти с рабочих лопаток ОК (осевого компрессора), что способствует увеличению КПД двигателя и улучшает его характеристики.

В процессе эксплуатации приводных ГТУ (газотурбинных двигателей) в составе ГПА происходит загрязнение газовоздушного тракта отложениями пыли, копоти, что вызывает существенное снижение мощности и эффективности КПД.

Для восстановления параметров производится промывка газовоздушного тракта двигателя моющими средствами.

При положительных температурах воздуха окружающей среды могут применяться следующие моющие средства;

- «Синвал» (ТУ-101532 для $t_n > 00^{\circ}\text{C}$)
- синтанол ДТ-7- 2%
- синтамид 5- 0,5%
- трилон Б- 0,5%
- триэтаноламин- 0,5%
- окись амина- 0,1%
- вода- 97%
- «Полинка» (ТУ- 38-10951-79) – состав приблизительно как у «Синвала».

При отрицательных температурах окружающей среды $t_n > -250^{\circ}\text{C}$, применяется моющий состав (в г/литр);

- синтал ДС –10(ТУ6-14-527-77)- 10-15 г/л
- керосин ГОСТ 10227-86 - 80-100 г/л
- натрий кремнекислый- 10-15 г/л
- тринатрийфосфат ГОСТ 201-76- 2-5 г/л
- этилцеллозоль ГОСТ 8313-76- 200-250 г/л
- вода- остальное

Технологическая установка для промывки проточной части двигателя должна включать в себя систему подачи моющего раствора и воды с объемом 600 литров. Система подачи моющей жидкости и должна удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечивать возможность подогрева температуры моющего раствора и воды до температуры 600....800С.
- обеспечивать фильтрацию моющего раствора и воды грубее 0,5мм

- обеспечить равномерную подачу моющего раствора и воды к каждому из 6-ти зондов с давлением до $6,0 \text{ кг/см}^2$.

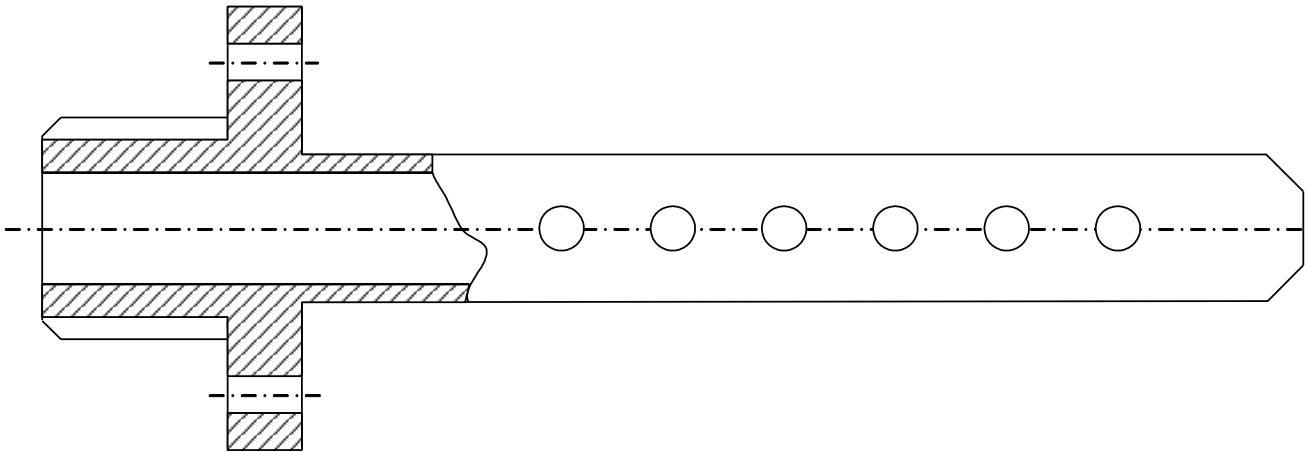


Рисунок 4.4.1. Зонд для промывки ГВТ

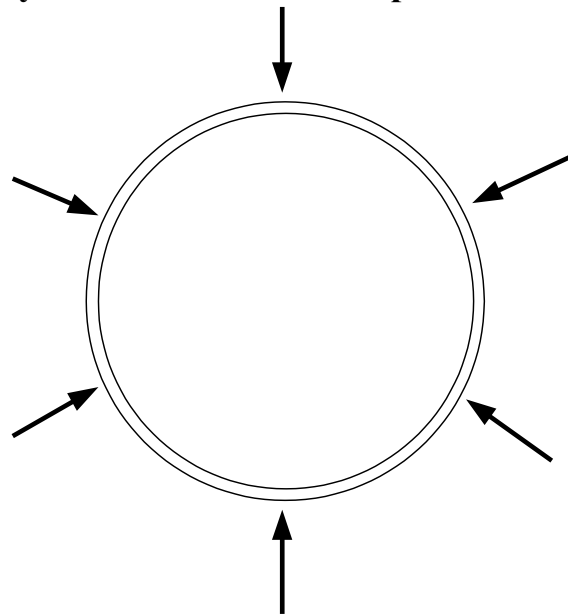


Рисунок 4.4.2. Установка зондов на ВНА двигателя.

Промывку ГВТ производить моющими средствами марки М-1, М-2 (М-1-концентрированная жидкость, М-2 – не концентрированная жидкость).

После подготовительных работ выполненных на двигателе, подготовить моющую жидкость в технологической установке:

- приготовить необходимую концентрацию моющего раствора согласно температуры окружающей среды;
- подогреть до температуры $600 \dots 800^\circ\text{C}$;
- установить зонды на входное устройство двигателя как указано на рис.№2;
- при выполнении холодной прокрутки подавать моющий раствор через зонды;

- затем промыть ГВТ чистой, теплой водой, после чего произвести запуск ГПА на режим «Кольцо» и проработать не менее 30 минут.

При работе ГПА контролируйте работу системы запуска, системы автоматического регулирования и масляной системы.

Запишите параметры работы двигателя и произведите расчет КПД двигателя с записью в формуляре двигателя.

4.5. Контрольные вопросы.

- 1. Назовите виды состояния ГПА.**
- 2. Какова периодичность отбора масла на анализ?**
- 3. Назовите назначение и периодичность выполнения регламентных работ.**
- 4. Какие работы проводятся при выполнении регламентных работ?**
- 5. Назовите порядок вывода ГПА в ремонт.**

Тема 5 «Подготовка к запуску, запуск, контроль работы, остановка ГПА».

5.1. Подготовка ГПА к пуску

Наибольший объем подготовительных работ на ГПА выполняется перед первым пуском после монтажа, после ремонта или регламентных работ.

При подготовке ГПА к пуску необходимо:

- провести внешний осмотр оборудования и убедиться в отсутствии посторонних предметов;
- выполнить осмотр входного и выходного тракта ГПА, а также воздухозаборного устройства на отсутствие посторонних предметов;
- выполнить контрольный анализ масла и проверить его уровень в маслобаках;
- проконтролировать, чтобы температура масла была не ниже предельнодопустимой;
- проверить положение опор ГПА, опор и компенсаторов трубопроводов, тяг, фундаментов;
- проверить положение запорной арматуры в обвязке ГПА;
- проверить исправность системы контроля загазованности и пожаротушения;
- убедиться в наличии необходимого давления топливного и пускового газа, наличии импульсного газа;
- проконтролировать положение запорной арматуры маслопроводов;
- подать напряжение на системы управления и на остальные системы и устройства ГПА;
- включить исполнительные механизмы;
- проконтролировать работу вытяжной вентиляции;
- подогреть отсеки до необходимой температуры;
- произвести ручную прокрутку роторов ВД и НД, контролировать усилие вращения

После проведения подготовительных работ в соответствии с инструкциями завода-изготовителя необходимо путем комплексного опробования или имитации произвести проверку защит и сигнализации ГПА.

Защита газотурбинного агрегата и нагнетателя от недопустимых режимов работы является одной из основных функций системы автоматического регулирования ГПА. Система защиты, обеспечивая защиту ГПА во время пуска и останова, также автоматически выполняет операции, необходимые для восстановления нормального режима в процессе работы. При аварийном режиме она останавливает агрегат и подает аварийный сигнал обслуживающему персоналу.

Во время пуска система защиты контролирует и подает сигнал на аварий-

ный останов при:

- произвольной перестановке кранов обвязки ГПА;
- превышении оборотов стартера допустимых значений;
- невыходе на заданный режим;
- отсутствии зажигания;
- отсутствии давления масла или не преждевременном отключении пусковых насосов;
- отсутствии пускового или топливного газа.

Система защиты ГТУ и нагнетателя предохраняет агрегат в случае отклонения показателей за допустимые пределы:

- давления масла смазки;
- осевого сдвига ротора и вибрации;
- температуры подшипников;
- температура масла на выходе с опор;
- перепад “масло-газ”;
- температура продуктов сгорания;
- давление топливного газа;
- частоты вращения роторов;
- погасания пламени в камере сгорания;
- помпаже нагнетателя или двигателя;
- обледенении ВОУ;
- загазованность в отсеках ГПА;
- пожар;
- высокое давление газа на выходе с нагнетателя
- высокая температура газа на выходе с нагнетателя.

При не срабатывании автоматической защитной системы аварийный останов можно произвести через резервную систему воздействуя через цепи управления напрямую исполнительными механизмами.

После проведения всех подготовительных работ и проверки защит необходимо проверить масляную систему на отсутствие утечек и исправность работы. Для чего система смазки и уплотнения заполняются маслом под давлением по средством включения пусковых маслоснасосов. При этом контролируется целостность маслосистемы, исправность предохранительной и регулирующей арматуры, надежность работы маслоагрегатов.

Маршрут обхода ГПА – 16 перед запуском.

После получения команды диспетчера на запуск агрегата, машинист выполняет обход агрегата согласно «Руководства по технической документации». Маршрут выполняется по часовой стрелке начиная с камеры всасывания.

1. Включение освещения отсеков агрегата. Осмотр отсека автоматики.
2. Осмотр камеры всасывания на предмет отсутствия посторонних предметов и надежности крепления соединений.
3. Осмотр манометровой панели двигателя на предмет наличия и целост-

ности манометров, внешний осмотр отсека двигателя с правой стороны

4. Проверяет наличие импульсного газа, осмотр кранов №1 и №4, открывает кран №4р.

5. Осмотр манометровой панели нагнетателя на предмет наличия и целостности манометров.

6. В отсеке нагнетателя, проверяет наличие масла в маслобаке нагнетателя, закрывает байпасный кран ПНС, осматривает отсек нагнетателя, закрывает слив из гидроаккумулятора.

7. Осматривает краны №№ 9,10,11,12, открывает ручной кран топливного газа, осмотр блока фильтров топливного газа.

8. Внешний осмотр отсека двигателя с левой стороны на предмет отсутствия посторонних предметов и надежности крепления соединений.

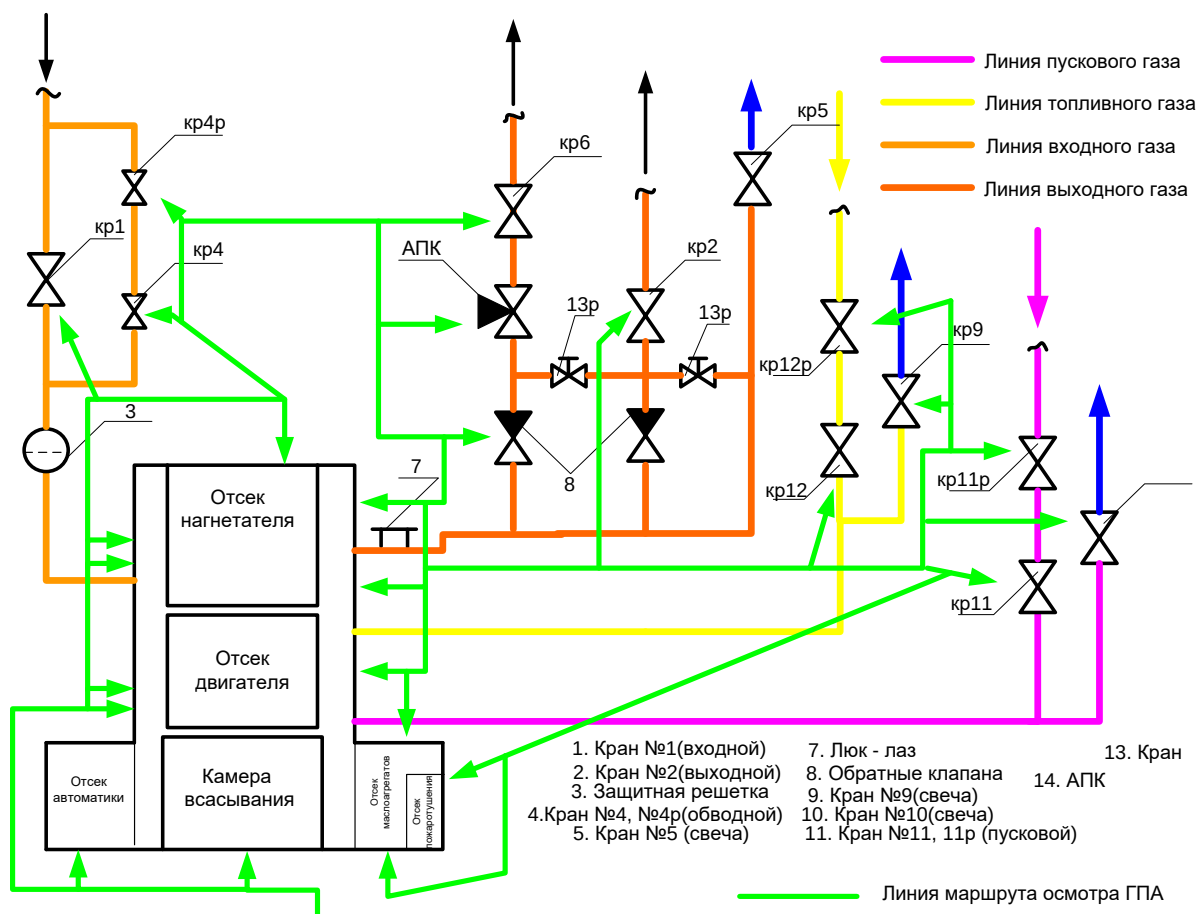
9. В отсеке пожаротушения проверяет готовность системы пожаротушения к работе.

10. В отсеке маслоохладителей закрывает сливные краны из м/системы двигателя и нагнетателя.

11. Открывает крышки вентиляторов МОД и МОН, осматривает КЦВ, осматривает ВОУ.

12. Осматривает отсек маслообеспечения, открывает кран выход из маслобака.

13. Докладывает инженеру смену о готовности ГПА к запуску.



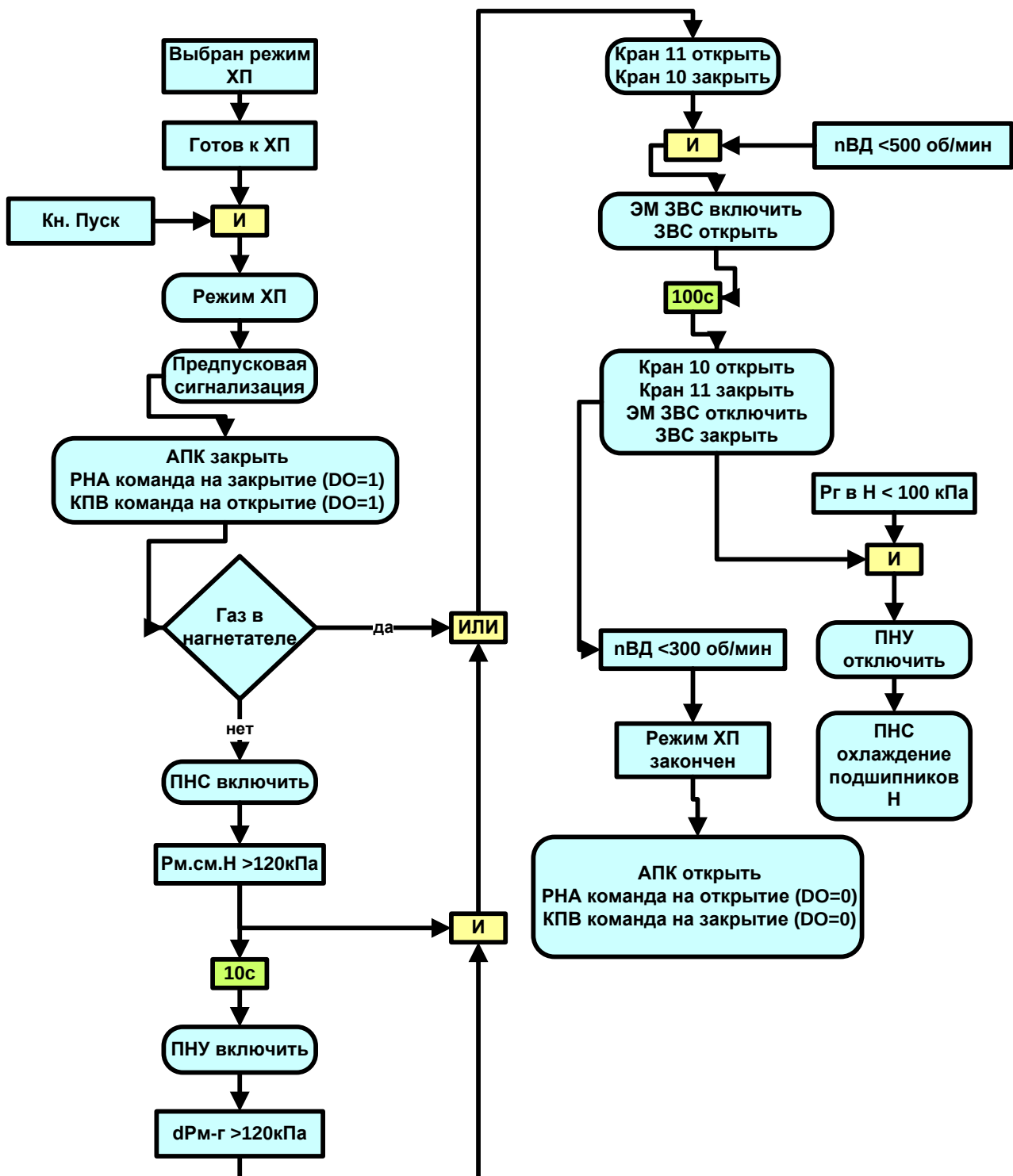
5.2. Холодная прокрутка

С целью выявления готовности двигателя и других механизмов и устройств к работе, а также для заполнения маслосистемы двигателя маслом производится холодная прокрутка двигателя.

Холодная прокрутка осуществляется с пульта управления ГПА при выполнении следующих условий:

- уровень масла в маслобаках нормальный;
- подано напряжение и включены исполнительные механизмы;
- температура масла в маслобаках не ниже уставки⁴
- наличие готовности системы автоматического регулирования;
- наличие пускового газа
- открыты краны №5, 9, 10
- закрыты краны №1, 2, 4, 6, 11, 12, 13.
- После чего выполняется холодная прокрутка по следующему алгоритму:
- включение ПНС;
- при достижении необходимого давления включение ПНУ;
- открытие крана №11;
- закрытие крана №10;
- открытие крана №13;
- идет прокрутка;
- затем закрытие крана №11;
- открытие крана №10;
- закрытие крана №13;
- отключение ПНУ, ПНС.

Алгоритм холодной прокрутки



Во время холодной прокрутки контролируются следующие параметры:

- частота вращения вала стартера, она не должна превышать и быть меньше предельно допустимых значений;
- давление масла смазки двигателя;

- время холодной прокрутки;
- температура опор двигателя.

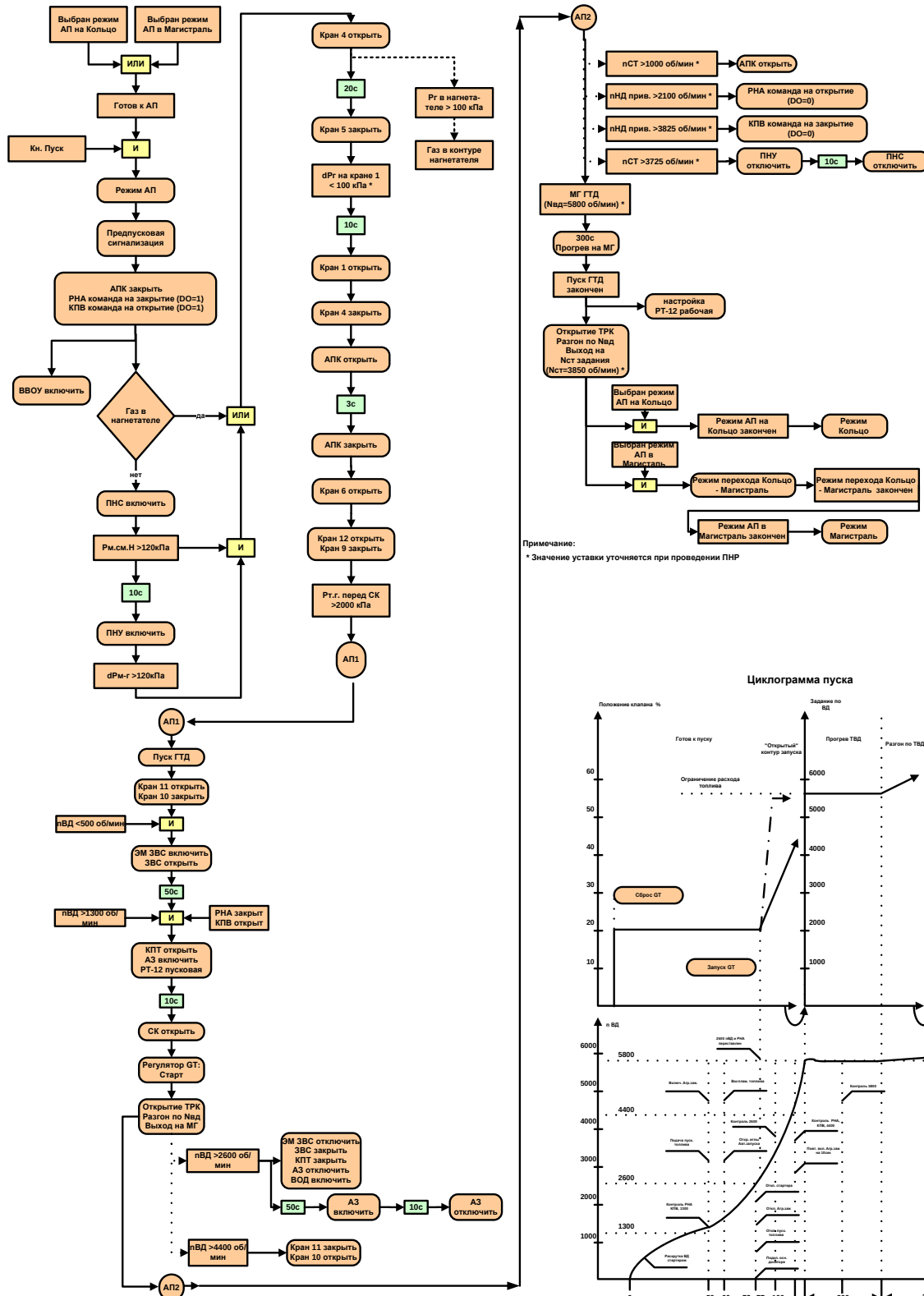
Если в течении холодной прокрутки замечены отклонения в работе двигателя или других механизмов и устройств ГПА, произвести аварийный останов ГПА и устранить неисправности. После чего повторить холодную прокрутку.

5.3. Пуск ГПА

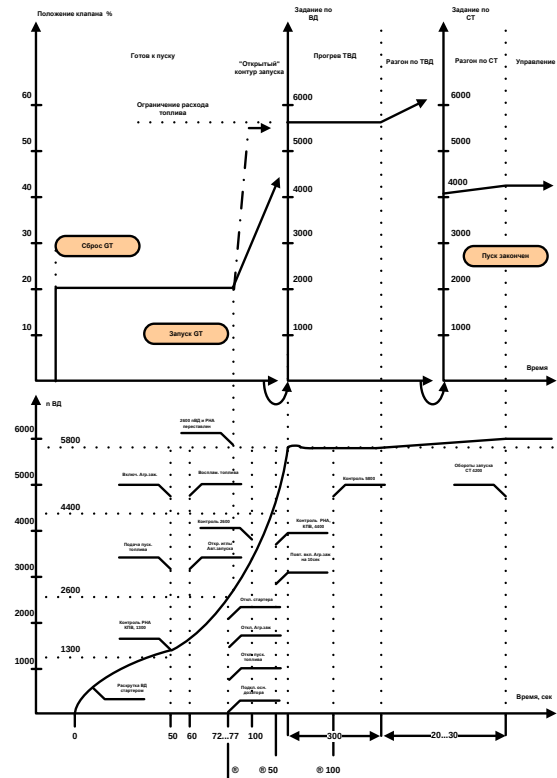
После того как были выполнены все предпусковые условия на ГПА, произведена прокачка масла и холодная прокрутка, осуществляется автоматический запуск ГПА в работу.

Рассмотрим типовой алгоритм автоматического запуска ГПА с полнонапорным нагнетателем. При пуске ГПА можно выделить три этапа.

Алгоритм запуска



Циклограмма пуска



Первый этап:

- нажатие кнопки “Пуск”;
- включается пусковой насос масла смазки и насос масла уплотнения;
- открывается кран №4

- идет продувка контура нагнетателя при открытом кране №5 20 секунд;
- закрывается кран №5 – идет наполнение контура;
- при достижении перепада на кране №1 0,1 МПа, производится открытие крана №1, закрытие крана №4 и открытие крана №6.
- перестановка кранов №11 – открыт, №10 – закрыт;
- происходит перестановка кранов №12 – открыт, №9 – закрыт;
- открытие стопорного клапана;
- далее пусковое устройство вводится в зацепление с ротором двигателя;
- открывается заслонка №13;
- идет раскрутка;
- происходит открытие крана №6р.

На первом этапе необходимо контролировать своевременное открытие, закрытие кранов обвязки ГПА; частоту вращения воздушного стартера, давление и температуру масла в системе смазки и уплотнения нагнетателя, перепад масло-газ; давление и температуру масла смазки и системы автоматического регулирования двигателя.

На втором этапе раскрутка осуществляется совместно пусковым устройством и турбиной:

- подается пусковое топливо в камеру сгорания, 5 секунд идет продувка камеры сгорания;
- включается система зажигания, отключается через 10 секунд;
- происходит розжиг;
- открывается стопорный клапан, подается основное топливо;
- начинает расти температура перед СТ и обороты;
- через несколько секунд подается напряжение на свечи для контрольного розжига;
- при достижении определенной величины оборотов происходит отключение воздушного стартера, закрытие крана №13, №11, открытие крана №10, закрытие клапанов перепуска воздуха противопомпажной системы регулирования двигателя.

На втором этапе необходимо контролировать своевременную подачу топливного газа в камеру сгорания; наличие розжига, рост температуры и оборотов; заброс температуры газов перед СТ; своевременное отключение пускового устройства; закрытие клапанов перепуска воздуха; следить за вибрацией опор двигателя и нагнетателя; давление и температуру масла в системе смазки и уплотнения нагнетателя, перепад масло-газ; давление и температуру масла смазки и системы автоматического регулирования двигателя.

Далее идет **третий этап** запуска агрегата на котором дальнейшее увеличение оборотов происходит за счет увеличения подачи топлива через топливо-регулирующее устройство в камеру сгорания:

- обороты растут до выхода агрегата на режим прогрева;
- происходит отключение пусковых насосов и системы смазки и уплотнения ГПА работают за счет основных насосов;
- на режиме прогрева агрегат работает 300 секунд;
- затем увеличивается подача топливного газа и агрегат выходит на режим малого газа.

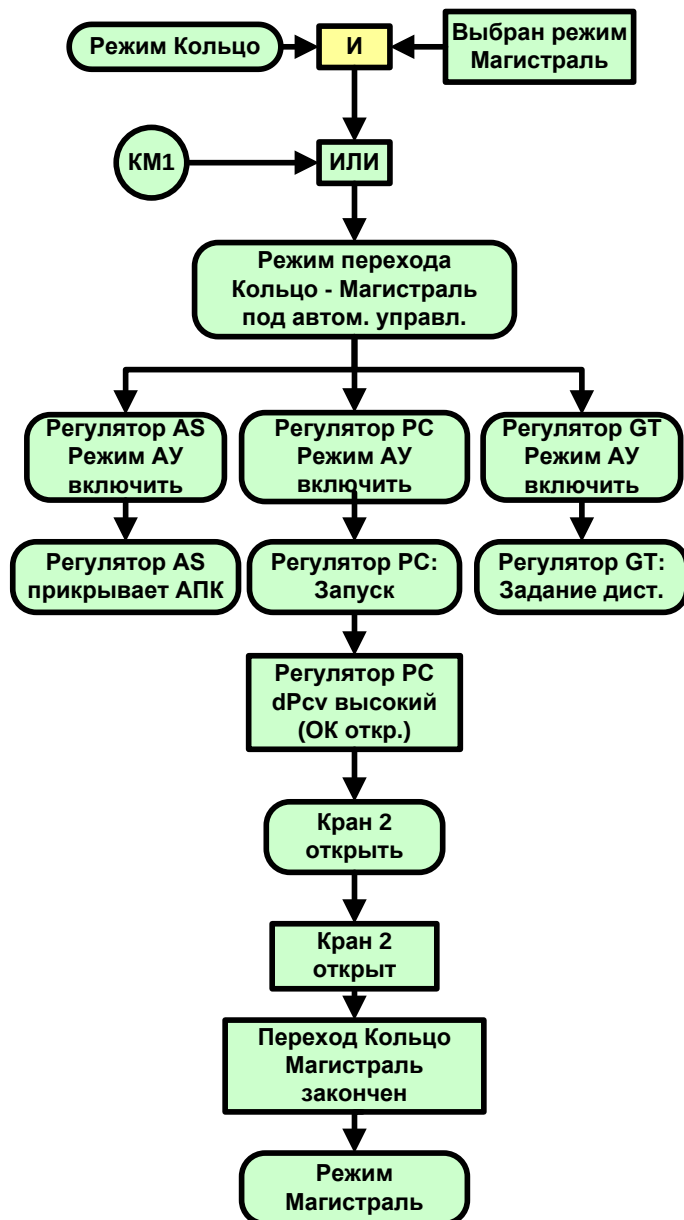
Заканчивается третий этап запуска и агрегат выходит на “Кольцо”, после чего дальнейшее увеличение оборотов осуществляется с пульта управления.

На третьем этапе пуска необходимо следить за постепенным ростом температуры газов перед свободной турбиной; своевременным отключением пусковых насосов; давление и температуру масла в системе смазки и уплотнения нагнетателя, перепад масло-газ; давление и температуру масла смазки двигателя; вибрацией опор двигателя и нагнетателя.

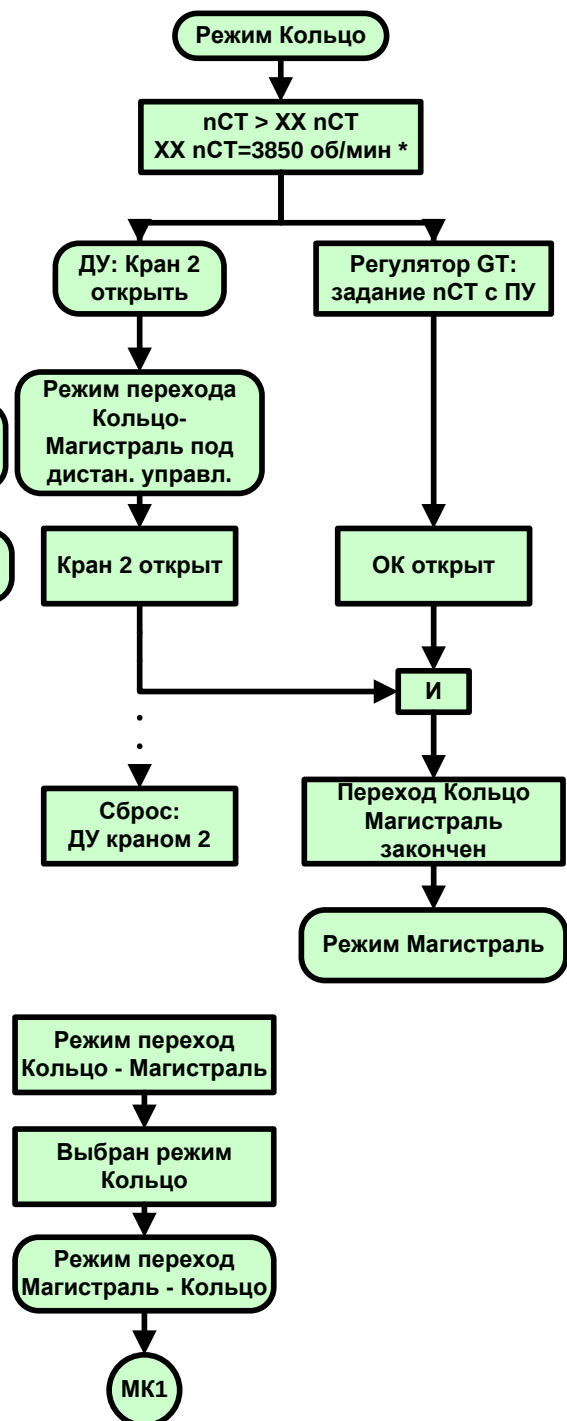
Выход агрегата с “Кольца” на режим “Магистраль” осуществляется по следующему алгоритму:

- в работу вступает система антипомпажного регулирования;
- прикрывается кран регулятор №6р, пока давление до и после крана №2 не выровняется;
- открывается кран №2.
- Агрегат в режиме “Магистраль”.

1) Автоматическое управление



2) дистанционное управление



При этом необходимо контролировать работу противопомпажной системы регулирования, чтобы не было заброса давления на выходе нагнетателя и своевременное открытие крана №2.

Пуск ГПА запрещается:

- при неисправности хотя бы одной защиты на ГПА;
- если анализ масла из маслобаков показал, что оно не пригодно для эксплуатации;

- при не до конца собранных деталях и трубопроводах агрегата;
- при повышенном перепаде масла на фильтрах, наличии утечек масла;
- при наличии неустраненных дефектов;
- при вынужденной и аварийной остановках до устранения причины, вызвавшей остановку;
- при неисправности системы пожаротушения и контроля загазованности.

5.4. Нормальная и аварийная остановка агрегатов

Все остановки ГПА на компрессорной станции подразделяются на нормальные и вынужденные.

Нормальные остановки подразделяются на плановые и внеплановые. Плановые нормальные остановки связаны с выводом ГПА в ремонт, проведением ревизии и выводом в резерв его по графику. Внеплановые нормальные остановки, как правило, не связаны с отказом ГПА и проводятся по предварительно принятому распоряжению центральной диспетчерской службой. Чаще всего они связаны с поддержанием режима работы газопровода.

Нормальные остановки ГПА характеризуются обязательным выводом на рециркуляционное кольцо компрессорной станции, группы агрегатов с постепенной его разгрузкой и отключением от технологической коммуникации газопровода. Поэтому в условиях, не являющихся аварийными необходимо всегда проводить нормальную остановку ГПА.

Вынужденные остановки, в свою очередь могут быть, нормальными и аварийными.

Вынужденная нормальная остановка выполняется по команде оператора при незначительных отклонениях в режиме работы ГПА, появлении предупреждающих сигналов системы автоматики и других отклонениях, при которых агрегат может продолжать работать и не требуется его экстренная остановка, например, при возникновении утечек масла, быстром снижении уровня масла в маслобаке, повышении посторонних шумов.

Аварийная остановка агрегата осуществляется при угрозе аварии по команде оператора или автоматически от устройств защиты, а также во всех случаях отклонений от нормального режима работы, создающих угрозу безопасности обслуживающего персонала или сохранности оборудования, при возникновении аварийной ситуации на территории компрессорной станции, при несрабатывании аварийной защиты.

Нормальный останов ГПА

Нормальный останов осуществляется нажатием кнопки “НО” на щите управления ГПА, находящегося на режиме “Кольцо”.

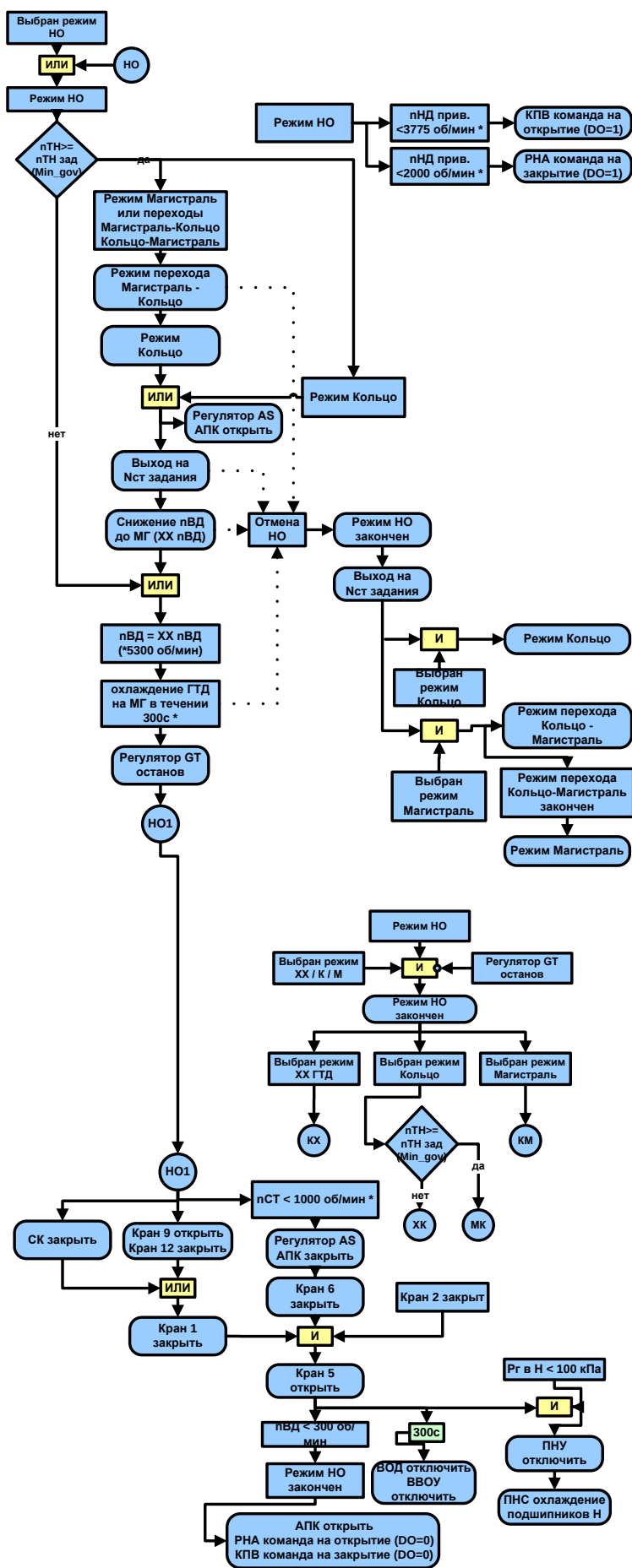
После включения режима “НО” проконтролировать выполнение последовательности:

- открытие крана №6р;
- снижение частоты вращения силового вала;
- включение ПНС, ПНУ
- охлаждение ГТД 300 секунд;
- закрытие крана №12, стопорного клапана, регулятора оборотов;
- открытие крана №9, клапанов перепуска воздуха ГТД;
- закрытие крана №6р, №6, №1, №2
- открытие крана №5
- через 300 секунд, при условии $P_{\text{наг}} < 0,1$ МПа, отключение ПНУ;
- идет охлаждение опор нагнетателя;
- через 300 секунд отключение ПНС;
- алгоритм “НО” закончен.

Во время нормального останова необходимо контролировать своевременное включение, отключение пусковых маслонасосов; выбег ротора ГТД и нагнетателя; своевременное открытие кранов; соответствие снижения оборотов ГТД алгоритму, температуру масла на выходе с опор.

После нормального останова необходимо выполнить операции по выводу ГПА в одно из состояний: “Горячий резерв”; “Холодный резерв”; ремонт; консервация; ТО.

Нормальный останов



Аварийный останов

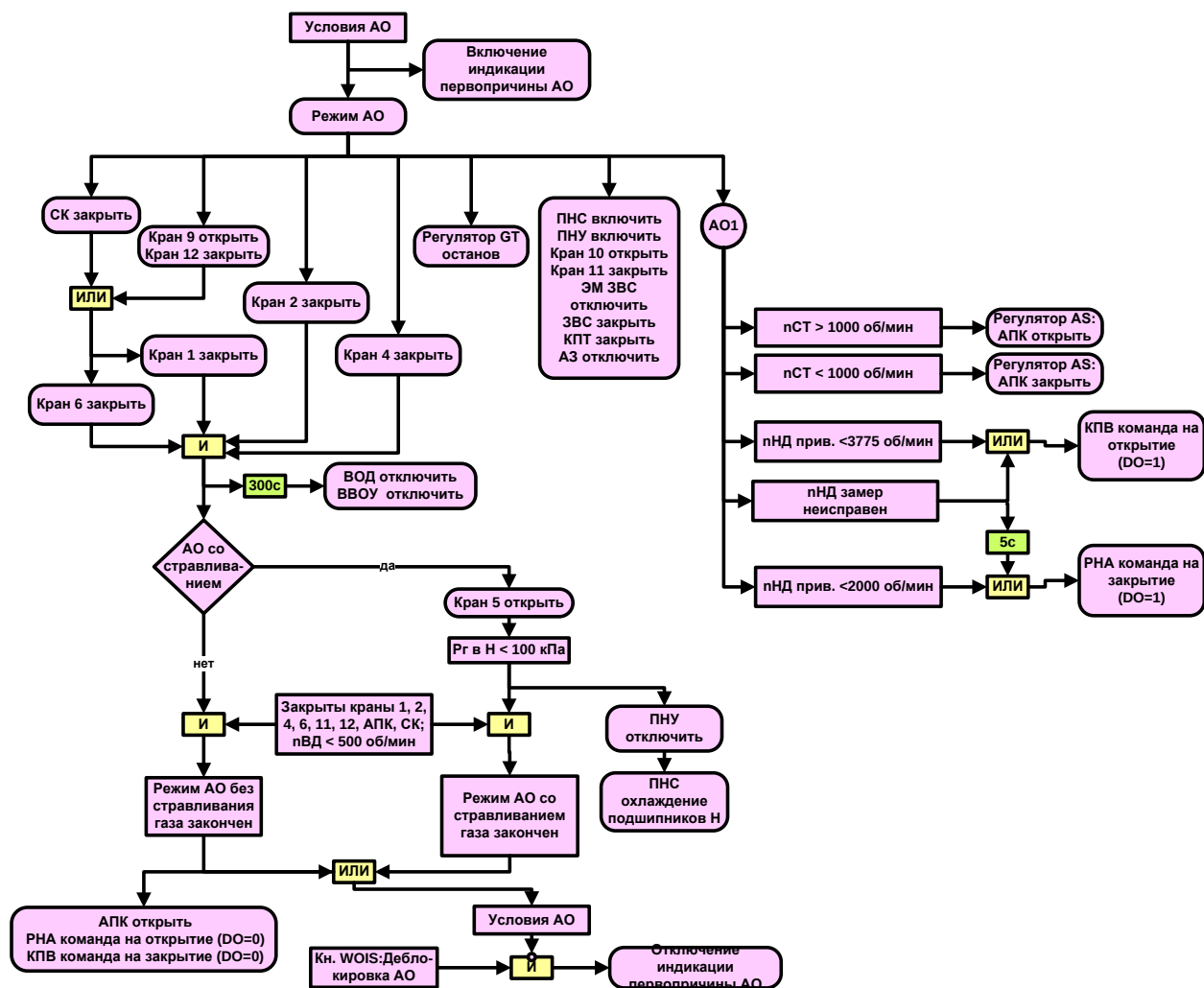
Режим “Аварийный останов” включается автоматически при срабатывании одной из аварийных защит или по команде оператора при нажатии кнопки “АО”.

Аварийные остановки могут быть двух типов: аварийный останов со стравливанием контура нагнетателя и без стравливания контура. АО без стравливания производится автоматически при срабатывании одной из аварийных защит на АО без стравливания контура. Такие АО дают возможность осуществить быстрый повторный запуск агрегата если не обнаружено каких-либо последствий аварии и устранена причина ее появления, а так же сэкономить газ, необходимый для повторного заполнения.

Аварийные защиты:

- перепад “масло-газ” минимальный – АОс;
- обороты вала нагнетателя максимальные – АОс;
- самопроизвольное открытие крана №1 – АОс;
- самопроизвольное закрытие крана №5 – АОс;
- давление масла смазки нагнетателя минимальное – АОс;
- уровень масла в маслобаке нагнетателя минимальный – АОс;
- давление масла на входе в двигатель минимальное – АОб;
- уровень масла в маслобаке двигателя минимальный – АОб;
- раскрутка воздушного стартера – АОб;
- нет открытия крана №6р на пуске – АОб;
- нет открытия стопорного клапана – АОб;
- давление топливного газа минимальное – АОб;
- пожар на ГПА – АОс;
- нажата кнопка “АО” – АОс;
- неисправна система автоматического контроля и регулирования ГПА – АОб;
- давление пускового газа минимальное – АОб;
- раскрутка ротора нагнетателя – АОб;
- загазованность отсека двигателя, нагнетателя – АОс;
- вибрация опор ГТД максимальная – АОб;
- вибрация опор нагнетателя максимальная – АОб;
- температура перед СТ максимальная – АОс;
- помпаж ГТД – АОб;
- зависание оборотов ГТД на этапе пуска – АОб;
- температура газа на выходе из нагнетателя максимальная – АОб;
- температура масла на выходе с опор двигателя максимальная – АОб;
- температура масла на выходе с опор нагнетателя максимальная – АОб;
- осевой сдвиг ротора нагнетателя выше допустимых значений – АОс.

Аварийный останов



При аварийном останове агрегата проконтролировать выполнение последовательности следующих операций:

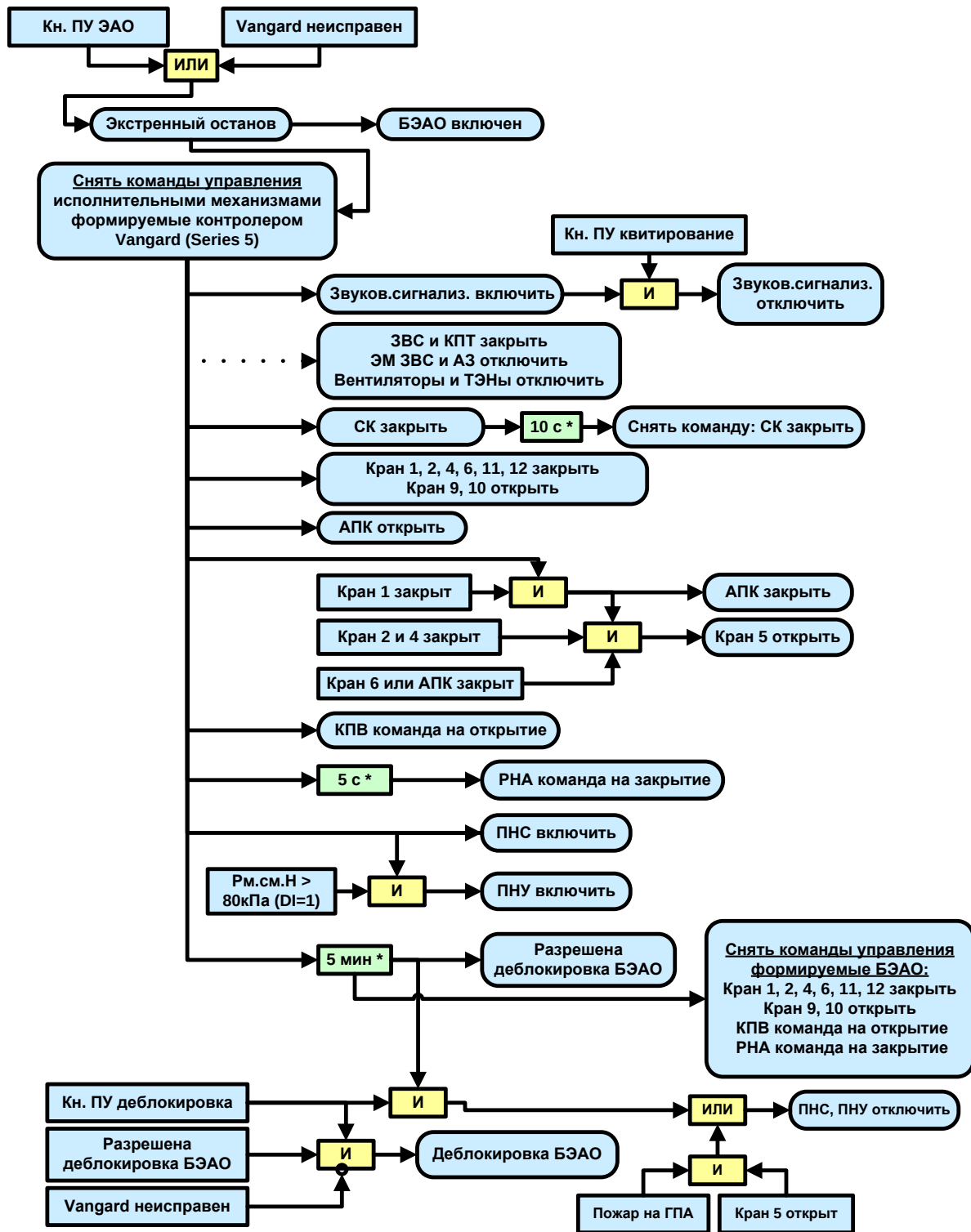
- включение индикации “АО”;
- включение табло расшифровки аварии;
- включение ПНС, ПНУ;
- закрытие крана №12;
- открытие крана №9;
- закрытие СК;
- включение ПНС, ПНУ;
- закрытие крана №2;
- открытие крана №6р;
- закрытие крана №1;
- открытие крана №5;
- после стравливания контура, при давлении в нагнетателе менее 0,1 МПа, отключение ПНУ,
- охлаждение опор нагнетателя 300 секунд,

- отключение ПНС.

При этом в случае аварийного останова без стравливания контура проконтролировать:

- закрытие кранов №5, №1, №2, №6р;
- включение и работу ПНС, ПНУ;
- перепад “масло-газ”.

Алгоритм экстренного аварийного останова



Примечание:

1) * Значение уставки уточняется при проведении ПНР

2) При наличии сигнала "пожар на ГПА (DI=1)" ПНС и ПНУ отключаются автоматически после открытия крана 5

В случае не прохождения команды "АО", остановить агрегат вручную выполнением следующих операций:

- открыть антипомпажный клапан;
- закрыть кран №12;

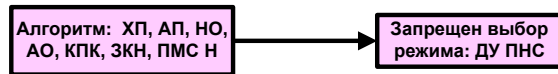
- закрыть кран №2;
- закрыть кран №1;
- открыть кран №5.

ВНИМАНИЕ!!! Пуск ГПА до выяснения и устранения причины аварийного останова запрещен!

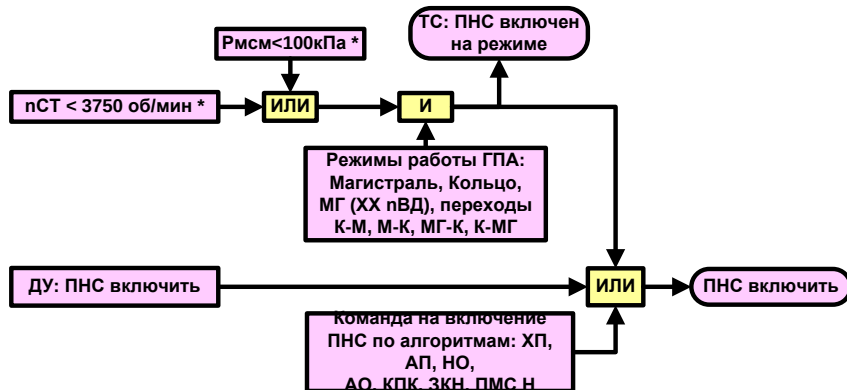
В случае повторного запуска двигателя после АО необходимо произвести ручную прокрутку роторов двигателя и нагнетателя и сделать “ХП”.

5.5. Алгоритм управления ПНС

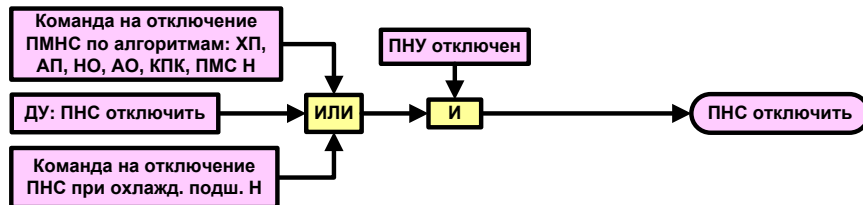
1. Запрет ДУ



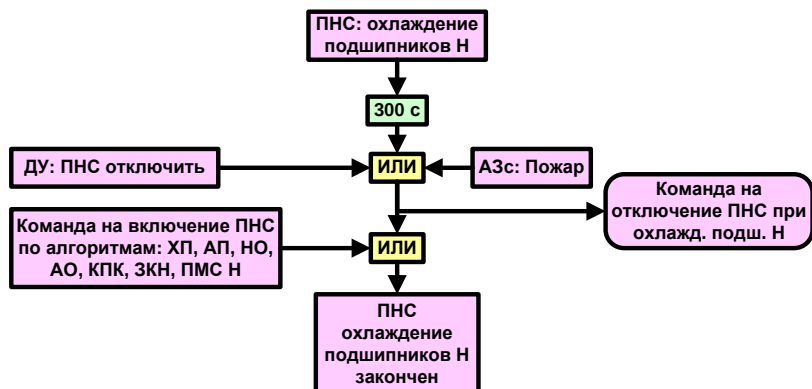
2. Включение



3. Отключение



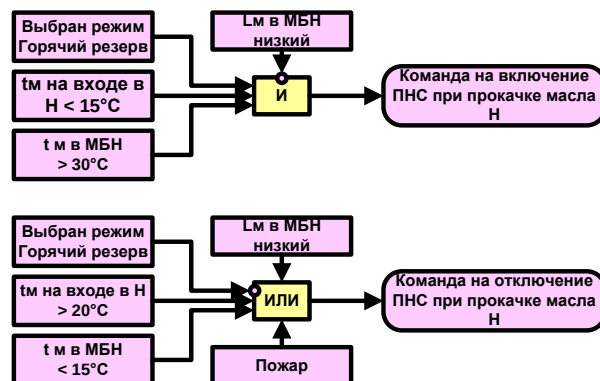
4. Управление ПНС при охлаждении подшипников Н



Примечание:

- 1) Исполнительный механизм из режима "Дистанц." автоматически переходит в режим "Автомат." при появлении условий на включение
- 2) При наличии сигнала "пожар на ГПА (DI=1)" ПНС и ПНУ отключаются автоматически после открытия крана 5

5. Прокачка масла нагнетателя на режиме "Горячий резерв"

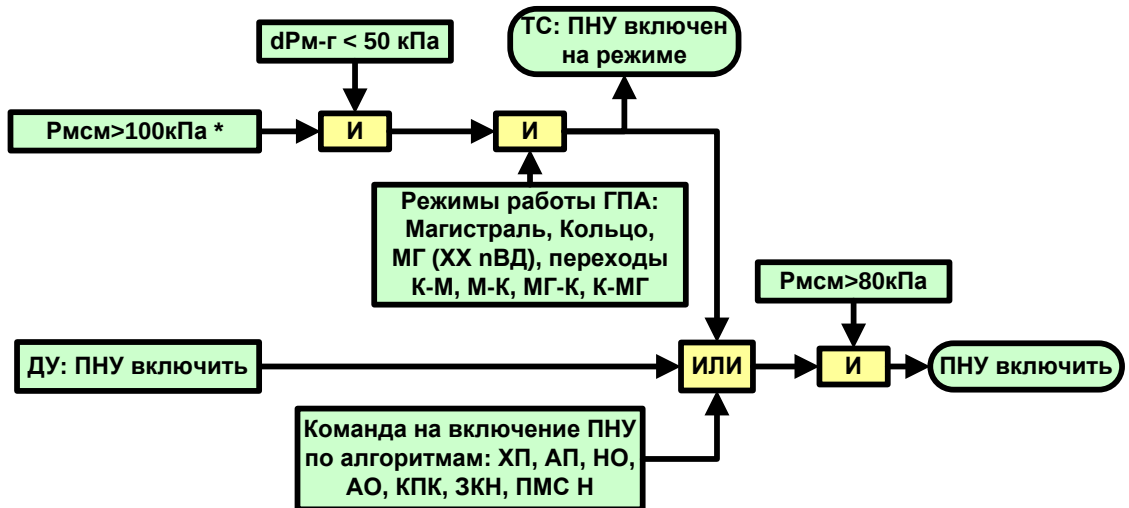


5.8. Алгоритм управления ПНУ

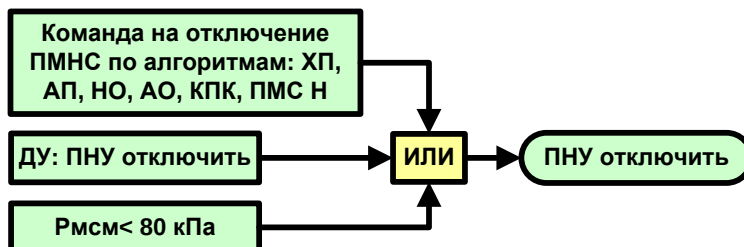
1. Запрет ДУ



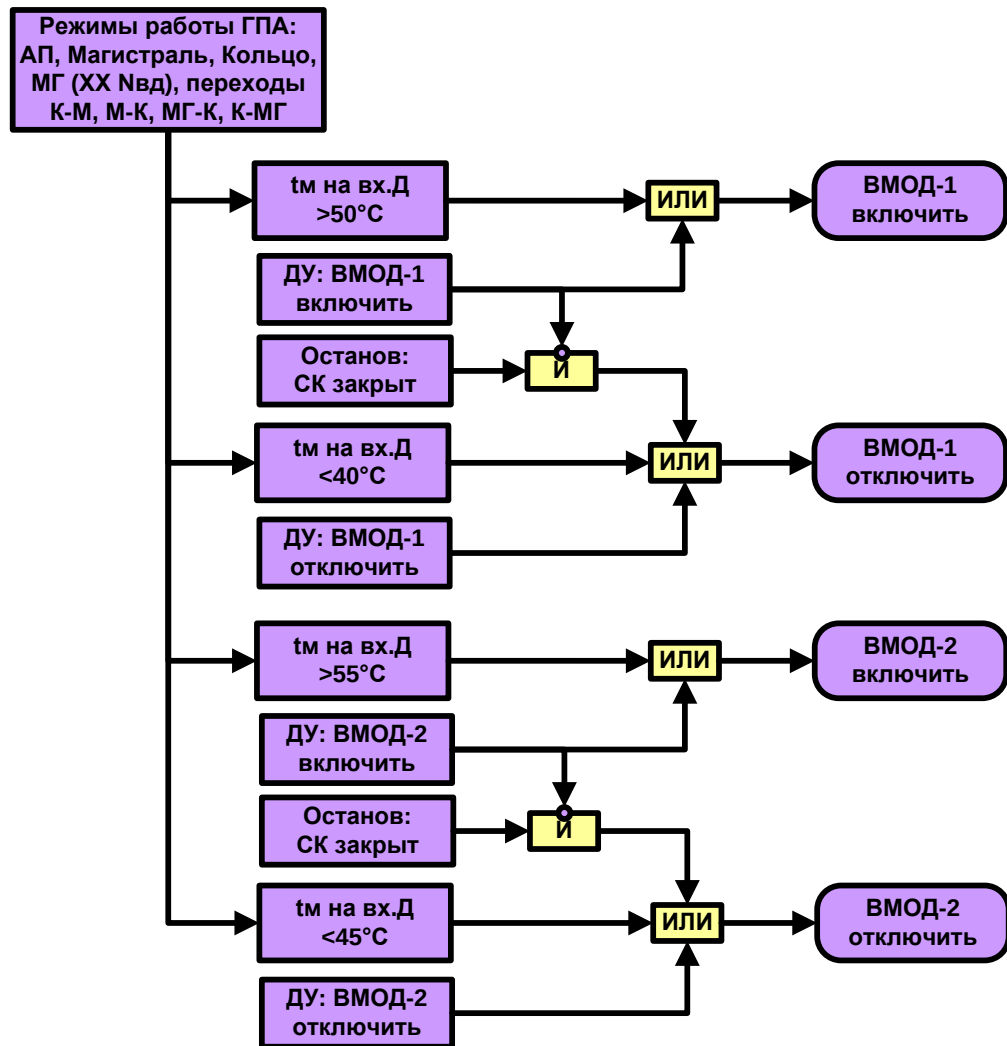
2. Включение



3. Отключение



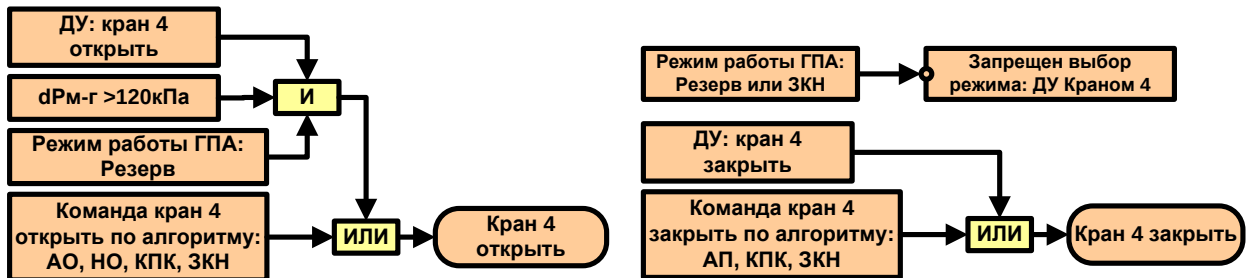
5.8. Алгоритм управления вентиляторами



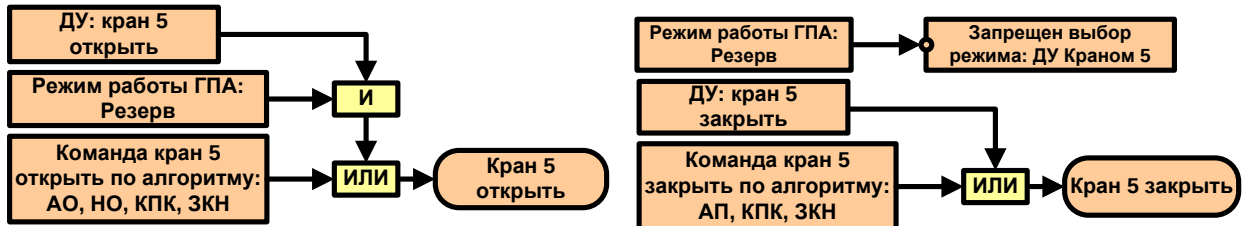
1. При пожаре вентиляторы выключаются
2. Алгоритмом предусмотрено изменение уставок персоналом КИПиА

5.8. Алгоритм управления кранами

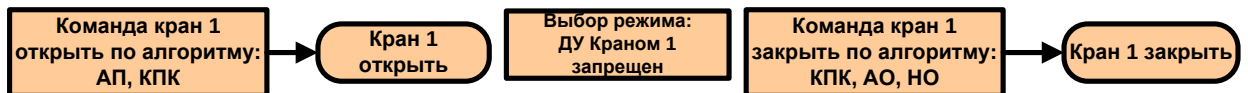
1. Управление краном 4



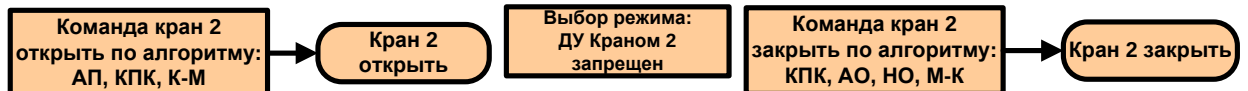
2. Управление краном 5



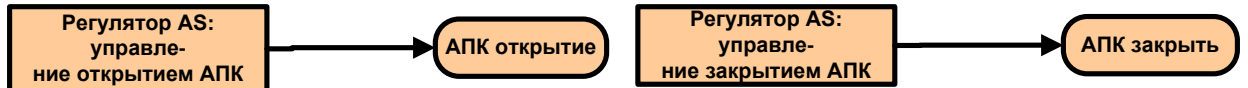
3. Управление краном 1



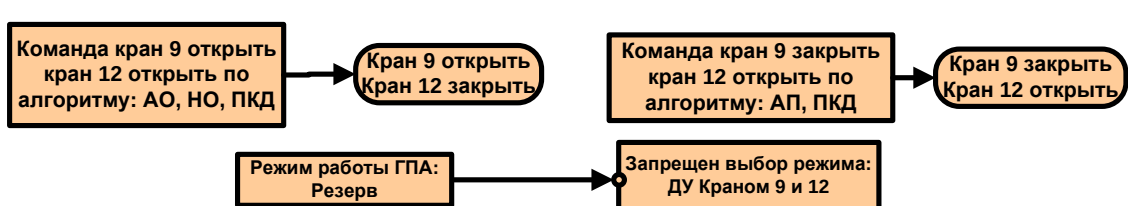
4. Управление краном 2



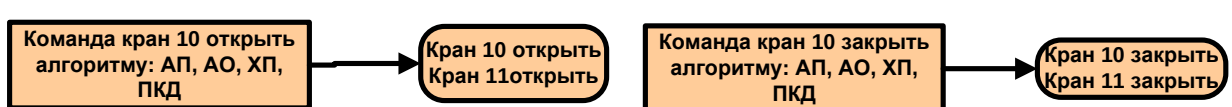
5. Управление АПК



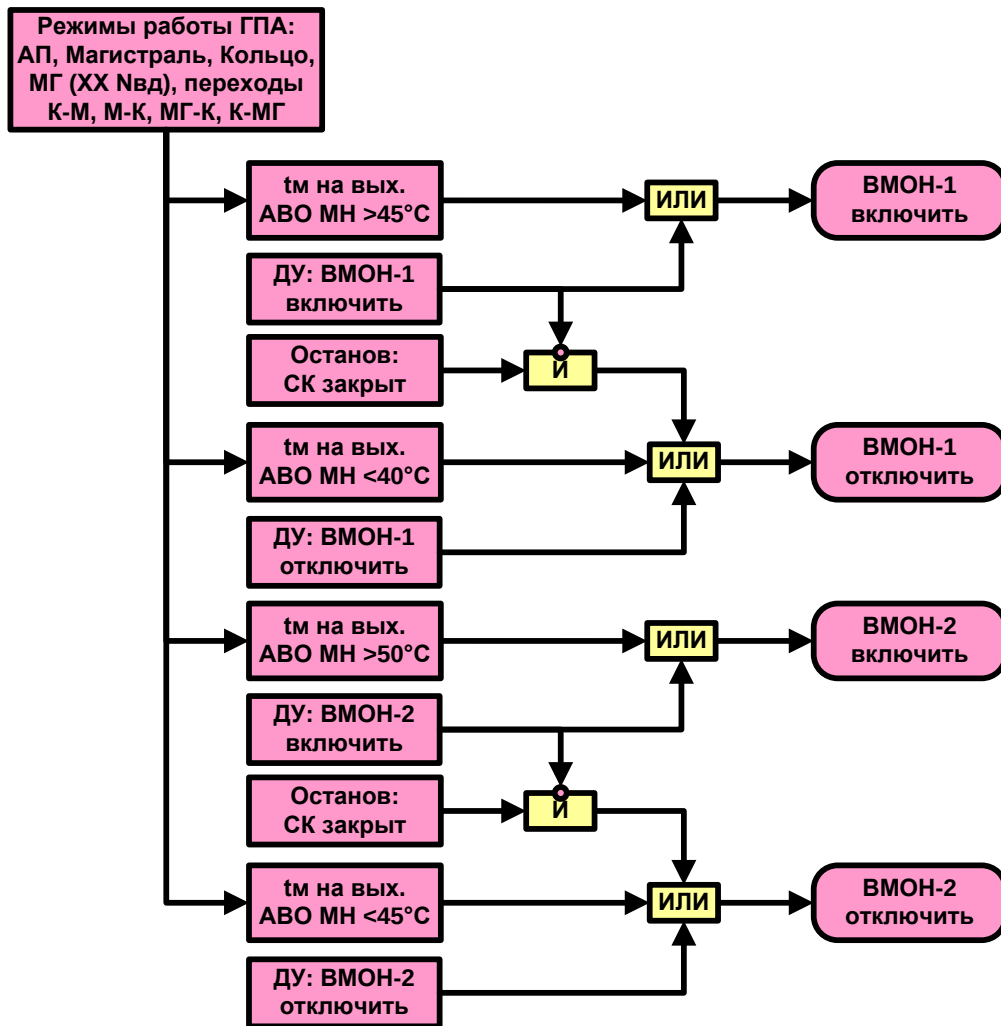
6. Управление краном 9/12



7. Управление кранами 10/11



5.8. Алгоритм управления Ввод



5.8. Контрольные вопросы.

1. Предпусковые условия ГПА?
2. Условия запуска ГПА после аварийного останова?
3. Какое время охлаждения ГПА?

Тема 6 «Характерные неисправности и отказы систем, узлов ГПА и привода, способы их устранения».

6.1. Неисправности приводного двигателя

ВОЗМОЖНЫЕ НЕИСПРАВНОСТИ ДВИГАТЕЛЯ, ПРИЧИНЫ ИХ ВОЗНИКНОВЕНИЯ И СПОСОБЫ УСТРАНЕНИЯ

Во всех случаях, когда показания контрольных параметров двигателя выходят за допустимые пределы, проверьте исправность и правильность показаний измерительного прибора и, только убедившись, что прибор исправен, приступайте к проведению работ по выяснению и устранению неисправности двигателя.

При разрушении внутренних узлов двигателя, агрегата, привода; самопроизвольном останове двигателя производите осмотр главного маслофильтра. Осмотр масляных и топливных фильтров агрегатов двигателя и газоперекачивающего агрегата, анализы масла и топливного газа производите по мере необходимости для выяснения причины неисправности, учитывая последовательность расположения агрегатов в маслосистеме и системе топливного газа.

Ниже приведены возможные неисправности, причины их возникновения и способы их устранения.

1. НЕИСПРАВНОСТИ ПРИ ЗАПУСКЕ ДВИГАТЕЛЯ	
Возможные причины неисправности	Способ устранения
1.1. После начала запуска двигателя его ротор не вращается	
Не подается пусковой газ к заслонке воздушного стартера (к крану №13)	Открыть кран №11 и убедиться по электроконтактному манометру в наличии давления пускового газа перед краном №13
Не открывается заслонка РПГ (кран №13)	1. При отсутствии эл. цепи к электромеханизму МПК-17 восстановить цепь 2. При исправности эл. цепей заменить МПК-17
1.2. Срабатывание сигнализатора ССК при негерметичности ДГ-12	
Ложное срабатывание ССК	Проверить сигнализатор ССК по методике. При выявлении неисправности заменить ССК
1.3. Низкие обороты раскрутки ГГ (менее 1800 об/мин)	
Недостаточное давление пускового газа на входе в РПГ	Проверить давление пускового газа. При необходимости повысить его, но не выше 5 кг/см ²
1.4. «Зависание» оборотов двигателя на $P_{гг} = 1800...2100$ об/мин	
Центробежный выключатель ВЦ-22Б не выдает команду на продолжение запуска	Повернуть РВ ступени «3» на ВЦ-22Б на 0,5...1,0 оборот влево; (заменить ВЦ-22Б)

Сигнализатор давления масла в системе регулирования МСТ-15С не выдает команду на продолжение запуска. (КПВ—открыты)	Заменить МСТ-15С
Низкое давление масла в системе регулирования - не открываются все КПВ	Заменить ДГ-12
Давление топливного газа перед СК-12 < 20 кг/см ²	1. Обеспечить подвод топливного газа к СК 2. Повысить давление топливного газа на БПТГ
1.5. Не воспламеняется газозвдушная смесь в камере сгорания	
Отсутствие искрообразования	
а. Неисправны свечи зажигания СПН-4-3Т	Проверить свечи зажигания на работоспособность, для чего вывернуть свечи из запальных блоков, привернуть их к угольникам высоковольтных проводов, обеспечить контакт свеч с корпусом двигателя и подать на свечи напряжение. При отсутствии искры на свече - заменить ее и вновь проверить на искрообразование
б. Неисправен агрегат зажигания КНПС-22	При отсутствии искры на новой свече проверить неисправность цепей и контактных устройств, сопротивление изоляции высоковольтных проводов (не менее 20 Мом). При отсутствии нарушения цепей заменить КНПС-22
	Предупреждения: 1. Запрещается при проверке системы зажигания держать свечу в руках во избежание поражения током высокого напряжения 2. Запрещается промывка и чистка свечей СПН-4-3Т, обтирка их салфеткой или ветошью во избежание снятия спецслоя со свечей.
Не поступает пусковое топливо к запальным блокам	
а. Неисправен клапан пускового топлива МКПТ-12А	Проверить работу эл. магнитного клапана пускового топлива МКПТ-12А по намагничиванию корпуса и характерному «щелчку» при подаче напряжения на клапан. При отсутствии «щелчка» и намагничивания проверить наличие напряжения в ШР ответном ШРу клапану. При отсутствии напряжения 27В в подводящем ШР устранить неисправность цепи
	При наличии напряжения заменить МКПТ-12А
б. Засорение трубо-	Отсоединить трубопроводы от запальных бло-

проводов подвода пускового топлива к запальным блокам	ков, от патрубка РПГ и продуть сжатым воздухом. Убедиться в отсутствии засорения жиклера в линии подвода топлива к запальным блокам
1.6. Рабочее топливо не поступает в камеру сгорания	
Заедание дозирующей иглы дозаторного устройства	Заменить дозаторное устройство.
1.7. «Вялый запуск»	
Медленный рост оборотов газогенератора до $N_{гг}=4500$ об/мин (более 45 с)	Увеличить расход топлива через дозаторное устройство на запуске
1.8. Резкое возрастание температуры газов перед СТ до 600°C и выше при $P_{гг}<4000$ об/мин	
Преждевременная выдача команды на снятие питания с эл. магнита малого газа (ДОТ) на ДГ-12 и отключение стартера ВС-12	Отрегулировать обороты срабатывания ступени «ТС» на $N_{гг}=4500\dots 5000$ об/мин регулировочным винтом «ТС» центробежного выключателя ВЦ-22Б
Перепутаны дроссельные пакеты Д1 и Д2	Демонтировать Д1 и Д2 с агрегата ДГ-12 и установить в соответствующие гнезда Дроссельный пакет ДОТ должен иметь большую производительность, чем дроссельный пакет АЗ
1.9. «Хлопок» на запуске	
Не герметичность дозатора газа в сочетании с неисправностью ССК	Проверить ССК согласно разделу 8
1.10. Неоткрытие КПВ при холодной прокрутке двигателя	
Недостаточный прогрев двигателя в условиях низких температур окружающей среды	Прогреть двигатель и масло до температуры не менее $+15^{\circ}\text{C}$
«Зависание» золотника в электрогидравлическом узле агрегата АУ-10	Промыть золотник согласно методике
Кулачковая шайба в коробке микровыключателей КПВ не достигает концевика микровыключателя	Снять крышку коробки микровыключателей и, ослабив крепления кронштейнов соответствующего микровыключателя, переместить его для сближения с кулачковой шайбой
1.11. Неоткрытие КПВ на запуске	
Не подается напряжение на соответствующий эл. магнит ЭМТ-4А агрегата АУ-10	Проверить подводящие цепи и устранить неисправность
2. ДЕФЕКТЫ ТОПЛИВНОЙ СИСТЕМЫ	
2.1. Постепенное снижение оборотов ГГ и СТ	
Загрязнение топливных	Промыть или заменить загрязненные фильтро-

фильтров	элементы
Обмерзание дозирующих элементов	Включить подогреватель топливного газа ПГА-5
Нарушение работы БТПГ	Обеспечить поддержание давления топливного газа $P_T = 24 \pm 1 \text{ кг/см}^2$
Нарушение целостности сильфона ДЗ или ДОТ агрегата ДГ-12 (сопровождается повышенным расходом масла из бака смазки)	Вскрыв окна дозаторов АЗ и ДОТ, по наличию масла в полости игл определить дефектный сильфон. Заменить дозатор газа или негерметичный сильфон
3. ДЕФЕКТЫ СИСТЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ	
3.1. Раскачка оборотов ГГ и СТ	
Разрежение в магистрали подпитки системы смазки двигателя	Создать давление подпитки $0,1...0,2 \text{ кг/см}^2$
Перемерзание или перекрытие трубопровода отвода воздуха из центрифуги	Прогреть, прочистить воздухопровод
Наличие воздуха в маслоохладителях системы смазки	Стравить воздух из маслоохладителей при прокачке системы пусковым насосом смазки
3.2. Велики или малы обороты малого газа	
Неточная регулировка оборотов малого газа	Отрегулировать обороты малого газа винтом «Н» регулятора ОГ-12
3.3. Неперестройка регулятора оборотов ОГ-12	
Неисправность эл.механизма МПК-14МТВ	Заменить регулятор ОГ-12 или эл. механизм МПК-14МТВ
Отсутствие напряжения 27В на эл. механизме МПК-14МТВ	Проверить целостность эл.цепи к эл.механизму МПК-14МТВ; устранить неисправность
Завышено время перестройки эл. механизма регулятора ОГ-12 с минимального упора на максимальный $\tau > 25 \text{ сек}$	Заменить ОГ-12 или эл. механизм МПК-14МТВ
3.4. Двигатель не выходит на обороты 8450 об/мин. Высвечивается табло: «Регулятор ОГ-12 на упоре»	
Низкое давление топливного газа	Повысить давление топливного газа до 24 кг/см^2
Низкий уровень ограничения максимальных оборотов ГГ	Отрегулировать максимальные обороты газогенератора регулировочным винтом «58» на ОГ-12
3.5. Двигатель выходит на обороты $N_{ст} < 8450 \text{ об/мин}$, возникает раскачка оборотов ГГ и СТ	
Занижена настройка огра-	Отрегулировать агрегат ОГ-8-4 винтом «01» -

ничителя оборотов СТ – оОГ-8-4	повернуть по часовой стрелке на 0,5 оборота
4. ДЕФЕКТЫ МАСЛЯНОЙ СИСТЕМЫ	
4.1. Мало или велико давление масла на входе в ГГ	
Отсутствует или велика подпитка маслосистемы двигателя	Отрегулировать подпитку маслом маслосистемы двигателя путем подбора шайбы в линии подвода масла к баку подпитки. На всех режимах работы двигателя уровень масла в маслобаке подпитки должен быть выше заборного штуцера
Велика или мала шайба на сливе масла в маслобак смазки	Отрегулировать величину слива масла в бак смазки в количестве 10...15л/мин подбором шайб, ориентировочный диаметр шайбы 4...6мм
Перемерзание трубопровода отвода воздуха от центрифуги маслоагрегата к маслобаку смазки или его засорение	Отсоединить трубопроводы суфлирования от маслобака смазки к маслоагрегату, продуть горячим воздухом или устранить засорение трубопроводов
Засорение ГМФ и масляных фильтров ГПА	Снять масляные фильтры, разобрать и промыть
Некачественная проливка маслосистемы ГПА (наличие воздуха в системе)	Произведите проливку системы смазки ГПА до полного удаления воздушных пробок из системы
Перемерзание или засорение импульсных трубопроводов, идущих к ЭКМ	Отсоединить, прочистить и продуть горячим воздухом импульсные трубопроводы
Попадание посторонних предметов под редукционный клапан маслоагрегата	Демонтировать клапан и удалить посторонний предмет, промыть клапан и поставить на место
Неправильно отрегулирован редукционный клапан маслоагрегата	Произвести регулировку давления верхним р/винтом редукционного клапана в пределах $4^{-0,7}$ кг/см ²
Выход из строя приводов маслоагрегата (срез рессоры, срез шлиц на конической шестерни и т.д.)	Демонтировать маслоагрегат с двигателя и заменить срезанную рессору или заменить шестерни привода согласно бюллетеню № 18БЭ—СТ/76
Трещины на трубопроводе подвода масла к центральному приводу	Демонтировать крышку передней опоры двигателя и заменить трубопровод
4.2. Падение давления масла в контуре СТ	
Течь масла из трубопровода подвода масла к маслоколунке СТ	Устранить течь из трубопровода
Разрушение рессоры при-	Демонтировать с коробки приводов СТ нагнета-

вода нагнетающего насоса СТ или выход из строя маслонасоса	ющий насос СТ, проверить легкость вращения шестерни маслонасоса и убедиться в целостности рессоры. При выходе из строя рессоры и маслонасоса СТ заменить рессору и маслонасос СТ
Течь масла из импульсного трубопровода, идущего к ЭКМ	Устранить течь из трубопровода
Засорение посторонними частицами ЭКМ за мера давления в контуре СТ или перемерзание (засорение) импульсного трубопровода к ЭКМ	Снять ЭКМ, осмотреть штуцер подвода масла на ЭКМ и при необходимости удалить из него посторонние предметы и продуть горячим воздухом импульсные трубопроводы
4.3. Мало давление масла смазки агрегата ВС-12	
Нет масла в картере стартера ВС-12	Залить масло 0,4...0,5 л в картер ВС-12
Засорился фильтр ВС-12	Снять и промыть фильтр с внутренней стороны
Вышел из строя нагнетающий м/насос ВС-12	Заменить м/насос
Перемерзание (засорение) импульсного трубопровода замера давления масла в ВС-12	Снять трубопровод, прочистить и продуть его сжатым воздухом
Негерметичность импульсного трубопровода замера давления масла в ВС-12	Устранить негерметичность
4.4. Обмасливание лопаток ВНА, первых ступеней компрессора и выброс масла через КПВ	
Течь масла через лабиринтное уплотнение переднего подшипника компрессора	Засорение фильтра в линии наддува переднего лабиринта. Снять и промыть фильтр
Велико давление масла на входе в контур ГГ	Отрегулировать давление масла в пределах $4^{0,7} \text{ кг/см}^2$
Велико давление воздуха в передней опоре	Снять суфлирующий трубопровод передней опоры и прочистить его
4.5. Падение перепада давлений в системе «масло-газ»	
Наличие воздушных пробок в маслосистеме уплотнения	Произвести проливку маслосистемы уплотнения до полного удаления воздушных пробок. Масло должно вытекать ровной струей без воздушных пузырьков.
Вышли из строя уплотнительные кольца нагнетателя	Заменить уплотнительные кольца
Не отрегулирован РПД в	Произвести регулировку РПД

системе уплотнения	
Не работает обратный клапан на выходе из насоса 888СТ(876А)	Устранить заедание обратного клапана
Выход из строя торцевых уплотнений насоса 888СТ(876А)	Заменить насос 888СТ (876А)
Срез рессоры насоса 888СТ(876А)	Заменить насос
Срез шлиц конической шестерни привода нижней коробки приводов и маслоагрегата в передней опоре	Заменить шестерни привода согласно бюллетеню № 18БЭ-СТ/76
4.6. Срабатывание защиты «Засорение маслосистемы металлической стружкой» (срабатывание ФС или РС-2)	
Ложное срабатывание ФС или РС-2	Проверить исправность цепи подключения РС-2 или ФС: • проверить пробником попарно секции сигнализатора на отсутствие короткого замыкания, неисправность устранить; • проверить пробником отсутствие эл. цепи между 1 контактом ШР и корпусом РС-2 и 2 контактом и корпусом ФС
Наличие на секциях сигнализатора ФС бронзовой или стальной стружки	Снять откачивающий насос СТ. При наличии в нем стружки решить вопрос о дальнейшей эксплуатации двигателя
Наличие на секциях сигнализатора РС-2 стальной или бронзовой стружки	Осмотреть ГМФ и маслофильтры нижней маслоколони картера турбины. По наличию стружки принять решение о дальнейшей эксплуатации двигателя
4.7. Падение давления масла в системе регулирования	
Засорение маслофильтра САР	Снять и промыть маслофильтр САР
Неисправен ДГ-12	Заменить ДГ-12
Выход из строя помпы САР	Заменить маслопомпу САР
4.8. Повышенный расход масла из бака смазки	
Утечка масла по разъемам кожуха торсионного вала	Устранить течи масла по разъемам кожуха торсионного вала
Течь масла по запорной арматуре для заправки и слива масла из маслобака смазки	Проверить на герметичность запорную арматуру маслобака и устранить утечку масла
Утечка масла по газовоз-	Выполнить работы, указанные в п. 4.4.

душному тракту двигателя	
Перетекание масла из мас- лобака смазки в бак уплотне- ния	Произвести ревизию нагнетателя с целью устра- нения перетекания масла
5. ПРИЧИНЫ ПОВЫШЕННЫХ ВИБРАЦИЙ ГГ И СТ	
Неисправность виброаппа- ратуры ИВ-500СТ-1	Произвести осмотр элементов аппаратуры на предмет правильности установки и отсутствия мехповреждений. Устранить дефекты установки аппаратуры, а поврежденные элементы заме- нить. Произвести проверку настройки аппара- туры ИВ-500СТ-1 согласно раздела 3 приложения 1 и при необходимости произвести подстройку аппаратуры
Нестабильность парамет- ров питания ПОС-125	Произвести проверку параметров питания ПОС- 125 согласно инструкции № 12-СТ-83. При от- клонении параметров от допустимых значений провести их отладку
Значительная расцентровка системы «двигатель- нагнетатель»	Проверить правильность укладки двигателя на предмет заклинивания цапф и выставления теп- ловых зазоров в соответствии с инструкцией по центровке (приложения 4, 5). Произвести цен- тровку
Обрыв лопаток свободной турбины двигателя	Произвести осмотр рабочих и сопловых лопаток свободной турбины. При обнаружении обрыва и деформации лопаток СТ замените двигатель или узел СТ
Повышенный дисбаланс ротора свободной турбины	Произвести подбалансировку ротора СТ по ме- тодике (приложение №3)
Не выполнен разнос бие- ний шлицевых втулок СТ и нагнетателя	Произвести проверку биений шлицевых втулок СТ и нагнетателя. Величина биения втулки нагнетателя 0,05 мм, а втулки СТ-0,1 мм. Произ- вести установку вала, предварительно выполнив разнос биений втулок на 180°
Некондиционный торсион- ный вал	Произвести осмотр вала. Вал должен быть без задилов, забоин по зубчатому венцу, без нагар- товки, зубья не выкрошены
Некондиционные шлице- вые втулки СТ и нагнетателя	При обнаружении отклонений от ТУ шлицевые втулки подлежат замене
Отклеивание грузика от пьезоэлемента датчика виб- рации МВ-03-6	Убедиться в работоспособности датчика вибра- ции легким встряхиванием, при прослушивании стуков в датчике заменить его на новый
6. ПРОЧИЕ ДЕФЕКТЫ	
6.1. Срабатывание защиты «Помпаж», сопровождающийся характерными «хлопками» компрессора	

Попадание посторонних предметов (болты, гайки, лед и пр.) на вход в газозвдушный тракт двигателя	Провести осмотр лопаток ВНА и компрессора. В случае повреждений лопаток принять решение о возможности дальнейшей эксплуатации двигателя. Принять меры, исключающие попадание посторонних предметов на вход в двигатель
Обледенение сетки на входе в двигатель и обмерзание жалюзи ВОУ в условиях низких температур окружающего воздуха	Проверить включение обогрева лопаток ВНА. Включить обогрев жалюзи ВОУ. В условиях, способствующих обледенению, регулярно производить осмотр сетки на входе в двигатель и жалюзи ВОУ
Большой люфт и самопроизвольное закрытие створок жалюзи ВОУ на работающем агрегате	Устранить люфт створок жалюзи. Принять меры, не допускающие самопроизвольное закрытие жалюзи
6.2. Дымление из шахты ГПА	
Утечка масла по разъемам кожуха торсионного вала	Устранить течь масла по соединениям кожуха
Выход из строя откачивающего насоса СТ, промежуточной опоры или маслоагрегата	Убедиться в работоспособности насосов и при необходимости заменить
Выход из строя центробежного суфлера ТК	Заменить суфлер
Трещина на трубопроводе подвода масла в опору СТ или на трубопроводе замера давления масла в СТ	Заменить трубопроводы

Выполнено в точном соответствии с «инструкцией по эксплуатации и техническому обслуживанию двигателя НК-12 СТ (серии 02)

Все ссылки на приложения и методики по тексту см. «инструкция по эксплуатации и техническому обслуживанию двигателя НК-12 СТ (серии 02)

6.2. Неисправности нагнетателя

Возможные неисправности нагнетателя	Способ устранения
Повышенная вибрация опор нагнетателя	Выполнить центровку двигателя и нагнетателя
Повышенный расход масла маслосистемы уплотнения	1.Отрегулировать работу маслоотводчиков 2.Заменить уплотнительные кольца торцевого уплотнения

Низкий перепад масло-газ	Отрегулировать РПД-3М
Большой перепад на фильтрах смазки и уплотнения	Заменить фильтрующие элементы
Повышенная температура опорно-упорного подшипника	Отрегулировать осевой зазор ротора нагнетателя
Отказ насосов смазки и уплотнения	Заменить насосы
Течь маслотрубопроводов	Заменить прокладки и произвести обтяжку фланцевых соединений
Повышенное или пониженное давление смазки	Отрегулировать КР

6.3. Контрольные вопросы.

1. *Каким агрегатом регулируется давление смазки?*
2. *Причины повышенной вибрации двигателя?*
3. *Метод устранения повышенной вибрации нагнетателя ?*
4. *Причины повышенного расхода масла двигателя?*
5. *Причины не выхода двигателя на обороты малого газа?*

Тема 7 «План предупреждения и ликвидации возможных аварий в компрессорном цехе».

1. Разрушение трубопроводов технологического газа до кр.№1 или после кр №2:
 - сообщить инженеру смены
 - остановить компрессорный цех ключом “КАОС”
 - проследить за перестановкой кранов: №7,8 – закрыты; №17,18 – открыты
 - обесточить оборудование
 - исключить применение открытого огня и искрообразования
 - в случае отказа системы аварийного останова станции, остановку ГПА произвести от кнопок “АО”, перестановку кранов осуществить дистанционно или по месту
 - удалить с места аварии на безопасное расстояние людей и технику, не участвующих в ликвидации аварии
 - принять срочные меры к спасению людей, оказавшихся в зоне аварии. Оказать, при необходимости, медицинскую помощь.

2. Разгерметизация оборудования (обвязка ГПА, АВО, пылеуловители, сепараторы, абсорберы и т.д.):
 - сообщить инженеру смены
 - перекрыть каналы входа – выхода аварийного аппарата, открыть свечу
 - исключить применение открытого огня и искрообразования
 - вести контроль загазованности
 - удалить с места аварии на безопасное расстояние людей и технику, не участвующих в ликвидации аварии
 - принять срочные меры к спасению людей, оказавшихся в зоне аварии. Оказать, при необходимости, медицинскую помощь.

3. Утечка газа из трубопровода топливного газа в контейнере двигателя ГПА без возгорания:
 - сообщить инженеру смены
 - аварийно остановить агрегат
 - проверить закрытие крана топливного №12 и открытие крана №9, закрыть кран №12р
 - обесточить агрегат
 - провентилировать контейнер, открыть все двери не допускать возникновения искр и открытого огня
 - удалить с места аварии на безопасное расстояние людей и технику, не участвующих в ликвидации аварии
 - принять срочные меры к спасению людей, оказавшихся в зоне аварии. Оказать, при необходимости, медицинскую помощь.

4. Порыв компенсаторов на маслопроводах:

- сообщить инженеру смены
- аварийно остановить агрегат. После стравливания контура отключить пусковые насосы смазки и уплотнения
- обесточить агрегат, исключить применение открытого огня и искрообразования
- в случае угрозы возникновения аварии произвести откачку масла из маслобаков
- удалить с места аварии на безопасное расстояние людей и технику, не участвующих в ликвидации аварии
- принять срочные меры к спасению людей, оказавшихся в зоне аварии. Оказать, при необходимости, медицинскую помощь.

5. Пожар в отсеке нагнетателя:

- сообщить инженеру смены
- остановить компрессорный цех ключом “КАОС”
- в случае отказа системы аварийного останова станции, остановку ГПА произвести от кнопок “АО”, перестановку кранов осуществить дистанционно или по месту
- проверить срабатывание агрегатной системы пожаротушения. Продублировать срабатывание включением резервной группы баллонов пожаротушения.
- Обесточить агрегат, приступить к откачке масла из маслобаков на склад ГСМ
- приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения, соблюдая технику безопасности
- удалить с места аварии на безопасное расстояние людей и технику, не участвующих в ликвидации аварии
- принять срочные меры к спасению людей, оказавшихся в зоне аварии. Оказать, при необходимости, медицинскую помощь.

6. Пожар в отсеках двигателя, автоматики, маслоагрегатов ГПА:

- сообщить инженеру смены
- в случае не срабатывания защиты “Пожар” остановить агрегат кнопкой “АО”, включить агрегатную систему пожаротушения
- после стравливания контура обесточить агрегат
- в случае необходимости произвести откачку масла из маслобаков на склад ГСМ
- приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения, соблюдая технику безопасности
- удалить с места аварии на безопасное расстояние людей и технику, не участвующих в ликвидации аварии
- принять срочные меры к спасению людей, оказавшихся в зоне аварии. Оказать, при необходимости, медицинскую помощь.

7. Выход из строя приборов автоматического управления и контроля работы ГПА:
 - сообщить инженеру смены
 - остановить агрегат кнопкой “АО”
 - в случае не выполнения команды АО перестановку кранов произвести в ручную в следующей последовательности:
 - закрыть кран №12; ПНС, ПНУ
 - закрыть кран №1,2,6
 - открыть свечи кранов №9,5
 - после стравливания контура обесточить агрегат

8. Нарушение герметичности соединения патрубка нагнетателя с трубопроводом технологического газа в контейнере нагнетателя ГПА:
 - сообщить инженеру смены
 - остановить агрегат кнопкой “АО”. Убедиться в закрытии кранов №1,2,6 и открытии свечи №5
 - обесточить агрегат
 - открыть двери контейнера нагнетателя для проветривания. Исключить возможность искрообразования, применения открытого огня
 - в случае необходимости произвести откачку масла из маслобаков на склад ГСМ
 - удалить с места аварии на безопасное расстояние людей и технику, не участвующих в ликвидации аварии
 - принять срочные меры к спасению людей, оказавшихся в зоне аварии. Оказать, при необходимости, медицинскую помощь.

9. Утечка ГСМ из поврежденной емкости с возгоранием:
 - сообщить инженеру смены
 - приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения, соблюдая технику безопасности
 - для предотвращения дальнейшего разлива масла приступить к откачке в незаполненные емкости
 - удалить с места аварии на безопасное расстояние людей и технику, не участвующих в ликвидации аварии
 - принять срочные меры к спасению людей, оказавшихся в зоне аварии. Оказать, при необходимости, медицинскую помощь.

10. Нарушение режима работы КС при природных катаклизмах (землетрясение, ураган и т.д.)
 - при землетрясении, урагане и т.д., если есть непосредственная угроза разрушения технологических трубопроводов, оборудования КС, остановить компрессорный цех ключом “КАОС” и руководствоваться планами приведенными выше
 - при грозе – ПУСК ГПА ЗАПРЕЩЕН!!!

11. Обнаружение посторонних лиц (транспортных средств) в охранной зоне или на территории объекта
 - сообщить инженеру смены, дежурному персоналу подразделения охраны объекта
 - вести, не привлекая к себе внимания, наблюдение за действием посторонних лиц до прибытия сотрудников охраны, сообщить им дополнительную, выявленную информацию о намерениях выявленных лиц
 - принять меры по обеспечению безопасности персонала и технологического оборудования КС
12. Обнаружение предметов, имеющих признаки взрывного устройства на территории объекта
 - сообщить инженеру смены, дежурному персоналу подразделения охраны объекта
 - обеспечить охрану обнаруженного постороннего предмета на безопасном расстоянии, не подходить к нему не допускать работников объекта и других некомпетентных лиц до прибытия службы охраны
 - в соответствии с указаниями компетентных лиц производить мероприятия по обеспечению безопасности персонала и работы технологического оборудования.

7.1. Контрольные вопросы

1. Действия машиниста при утечке ГСМ из поврежденной емкости с возгоранием?
2. Действия машиниста при пожаре в отсеках двигателя, автоматики, маслоагрегатов ГПА?ри
3. Действия машиниста при Разрушение трубопроводов технологического газа до кр.№1 или после кр №2?

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ**

**Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования**

«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по организации и проведению
самостоятельной работы**

**ЭКСПЛУАТАЦИЯ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ
ГАЗОПРОВОДОВ**

для студентов специальности 21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии
специализация «Техника и технологии производства сжиженного природного
газа, транспортировки и распределения»

Ставрополь 2026

Методические рекомендации предназначены для студентов вуза «Северо-Кавказский федеральный университет»

Цели методических рекомендаций:

1. *Методическое сопровождение процесса введения и реализации требований Федерального государственного образовательного стандарта высшего образования (далее ФГОС ВО), помощь при разработке рабочих учебных программ дисциплин и профессиональных модулей образовательной программы (далее ОП).*

2. *Создание в образовательном учреждении учебно-методического обеспечения образовательного процесса.*

Методические рекомендации определяют сущность самостоятельной работы студентов в вузе, её назначение, планирование, формы организации и виды контроля.

Содержание

- 1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО.*
- 2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов.*
- 3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями.*

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО

1.1. ФГОС раздел: «Требования к условиям реализации ОП»:

– Требования к обязательному минимуму содержания образовательной программы подготовки специалиста, к условиям ее реализации и срокам ее освоения определяются настоящим федеральным государственным образовательным стандартом;

– основная образовательная программа подготовки специалиста состоит из дисциплин общенаучного и профессионального циклов, состоящих из базовой и вариативной частей и дисциплин по выбору;

– *максимальный объем учебной нагрузки студента устанавливается 54 часа в неделю, включая все виды аудиторной и внеаудиторной (самостоятельной) учебной работы.*

Во время самостоятельной подготовки обучающиеся должны быть обеспечены доступом к сети Интернет. Реализация образовательной программы подготовки специалиста должна обеспечиваться доступом каждого студента к библиотечным фондам и базам данных, формируемым по полному перечню дисциплин образовательной программы из расчета обеспеченности учебниками и учебными пособиями не менее 0,5 экземпляра на одного студента. Библиотека вуза должна иметь достаточное количество современных учебников и учебных пособий по всем циклам дисциплин и постоянно пополняться научной литературой и периодическими изданиями нефтегазового профиля

Объем времени, отведенный на внеаудиторную самостоятельную работу, находит отражение:

- *в рабочем учебном плане – в целом по теоретическому обучению, каждому из циклов дисциплин;*
- *в рабочих программах учебных дисциплин циклов дисциплин с распределением по разделам или конкретным темам.*

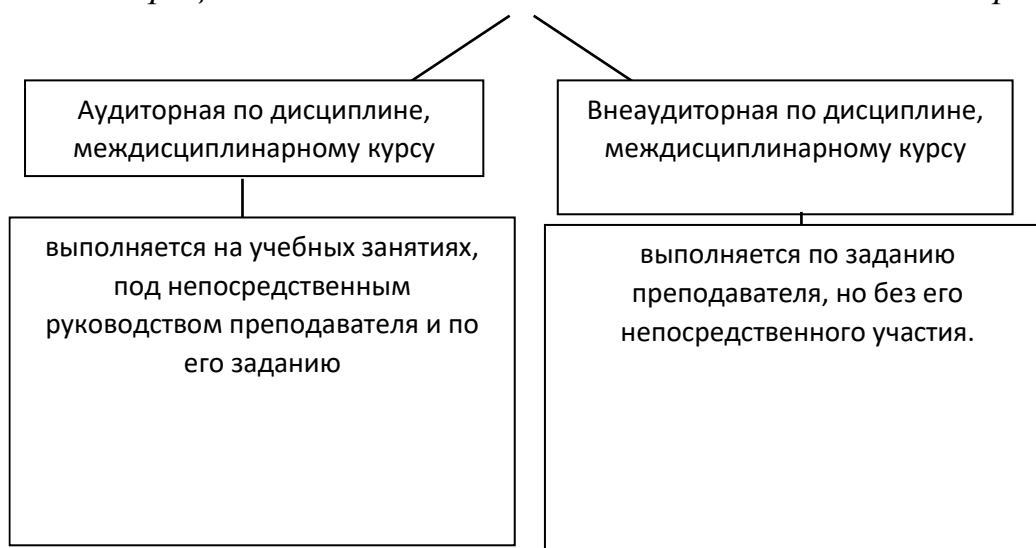
2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов.

Самостоятельная работа проводится с целью:

- *систематизации и закрепления полученных теоретических знаний и практических умений студентов;*
- *углубления и расширения теоретических знаний;*
- *формирования умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;*
- *развития познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности, организованности;*
- *формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, совершенствованию и самоорганизации;*

- *формирования практических (общеучебных и профессиональных) умений и навыков;*
- *развитию исследовательских умений.*

В учебном процессе ОУ выделяются два вида самостоятельной работы:



Внеаудиторная самостоятельная работа - планируемая учебная, учебно-исследовательская, научно-исследовательская работа студентов, выполняемая во внеаудиторное время по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия.

3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями.

Контроль самостоятельной работы студентов предусматривает:

- *соотнесение содержания контроля с целями обучения;*
- *объективность контроля;*
- *валидность контроля (соответствие предъявляемых заданий тому, что предполагается проверить);*
- *дифференциацию контрольно-измерительных материалов.*

Формы контроля самостоятельной работы

1. *Просмотр и проверка выполнения самостоятельной работы преподавателем.*
2. *Самопроверка, взаимопроверка выполненного задания в группе.*
3. *Обсуждение результатов выполненной работы на занятии.*
4. *Тестирование.*
5. *Письменный опрос.*
6. *Устный опрос.*
7. *Индивидуальное собеседование.*
8. *Коллоквиум.*
9. *Отчет о проделанной работе.*
10. *Защита рефератов или курсовой работы.*

11. *Творческий конкурс.*
12. *Интернет - конференции.*
13. *Контрольная работа.*

Критерии оценки результатов самостоятельной работы

Критериями оценок результатов внеаудиторной самостоятельной работы студента являются:

- *уровень освоения студентами учебного материала;*
- *умения студента использовать теоретические знания при выполнении практических задач;*
- *формирование набора из общекультурных и профессиональных компетенций будущего специалиста;*
- *умения студента активно использовать электронные образовательные ресурсы, находить требующуюся информацию, изучать ее и применять на практике;*
- *обоснованность и четкость изложения ответа;*
- *оформление материала в соответствии с требованиями;*
- *умение ориентироваться в потоке информации, выделять главное;*
- *умение четко сформулировать проблему, предложив ее решение, критически оценить решение и его последствия;*
- *умение показать, проанализировать альтернативные возможности, варианты действий;*
- *умение сформировать свою позицию, оценку и аргументировать ее.*

Содержание внеаудиторной самостоятельной деятельности студентов

Методические указания для студентов по выполнению самостоятельной работы:

1. *Подготовка к лекциям*
2. *Подготовка к практическим занятиям*

