Введение

Дюртюлинское линейное производственное управление магистральных газопроводов (ЛПУМГ) является филиалом Общества с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Уфа».

ЛПУМГ является обособленным подразделением, находится на внутреннем, хозяйственном расчете, не имеет отдельного баланса и действует на основании «Положения о Дюртюлинском ЛПУМГ − филиале ООО «Газпром трансгаз Уфа», утвержденного генеральным директором ООО «Газпром трансгаз Уфа» 20 июня 2008 года.

Основными задачами ЛПУМГ являются:

− обеспечение транспортировки газа на закрепленном участке;

− обеспечение бесперебойного газоснабжения потребителей газа;

− обеспечение безопасных условий труда на основе действующих в отрасли, правил по охране труда и промышленной безопасности;

− обеспечение безаварийной и эффективной работы оборудования.

Зарегистрировано на основании регистрационных документов ООО «Газпром трансгаз Уфа» − свидетельства о внесении в Единый государственный реестр юридических лиц (регистрационный № 1020202861821 от 24 января 2008 года), свидетельства о постановке на учет в налоговом органе как юридического лица по месту нахождения обособленного подразделения.

1. Объекты КС

Основные объекты

− компрессорная станция КС Москово в состав которой входит 3 компрессорных цеха;

− 761,08 км магистральных газопроводов, в том числе 524,96 км газопроводов-отводов;

− 25 газораспределительных станций;

− 1 автогазонаполнительная компрессорная станция.

1.2 Объекты вспомогательного назначения КС

Объекты вспомогательного назначения КС включают в себя:

− система маслоснабжения КС, включающая в себя:

склад масел с насосной масел и установкой очистки турбинного масла,

склад ГСМ;маслоблок с установками очистки масла ГТД и ЦБН.

− компрессорная сжатого воздуха.

− система кондиционирования и вентиляции.

− системы электроснабжения переменного и постоянного тока.

− система водоснабжения.

− система теплоснабжения.

− система автоматического газового пожаротушения.

− система канализации.

− система пожарообнаружения и контроля загазованности СПО и КЗ Система-Газ.

2. Характеристика природного газа, турбинных масел и гидравлических жидкостей

Характеристика природного газа

В своем составе Уренгойский природный газ в основном содержит метан СН4 в пределах от 98 до 98,7 %, остальные 1,3-2% составляет этан, пропан, бутан, пропан, окись углерода, азот и др. (таб.1)

# Таблица 1 - Состав газа

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование компонента | Химическая формула | Содержание % об. |
| Метан | СН4 | 98,7 |
| Этан | С2Н6 | 0,100 |
| Пропан | С3Н8 | 0,29 |
| Бутан | С4Н10 | 0,04 |
| Пентан | С5Н12 | Следы |
| Двуокись углерода | СО2 | 0,100 |
| Азот | N2 | 0,88 |

Компримированию подлежит очищенный от механических примесей и капельной жидкости (влаги и газового конденсата) природный газ состава (см.табл.1), имеющий следующие основные физико-механические и технические свойства:

Газ без цвета, запаха и вкуса:

− плотность при стандартных условиях, кг/м3 0,675

− плотность по отношению к воздуху 0,560

− удельный объем при нормальных условиях, м3/кг 1,374

Удельная теплоемкость при нормальных условиях, кДж/кг\*град:

− изобарическая 2,215

− изохорическая 1,654

− показатель адиабаты 1,310

Удельная теплота сгорания при давлении 760 мм.рт.ст. и температуре 150С, МДж/кг:

− высшая 55,144

− низшая 49,473

− количество воздуха для сжигания 1 ст.м3 газа, м3 10,050

− коэффициент растворимости в воде при стандартных условиях, м3/м3 0,038

− температура воспламенения, 0С 623 - 653

концентрационные пределы взрываемости, % об.:

− низший 5,0

− высший 15,0

− скорость распространения детонационной волны горения при взрыве, м/с 900-3000

− скорость фронта волны горения, м/с 0,3-2,4

− предельно-допустимая концентрация в воздухе, мг/м3 300

Характеристика турбинных масел

В качестве смазочных масел для газотурбинных агрегатов на компрессорных станциях используют турбинные масла марок: ТП-22 ГОСТ 9972-74, ВНИИ НП-50-4у Турбо СХТТМ-32 ТУ 38.401-58-12-91 изм.1-3.

Вновь поступающее на компрессорную станцию масло должно иметь от поставщика сертификат с указанием качества данной партии и соответствия его установленному стандарту. Технические требования к турбинному маслу приведены в табл. 2.

Таблица 2 - Технические требования к турбинному и авиационному маслу

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование показателя | Нормы для марок | |
|  | ТП-22 ГОСТ 9972-74 | ВНИИ НП-50-4у Турбо СХТТМ-32 ТУ 38.401-58-12-91 изм.1-3 |
| 1.Вязкость кинематическая при 50оС, сСт | 20 ? 23 | 3,2 |
| 2.Индекс вязкости, не менее | 90 | - |
| 3.Кислотное число, мг КОН на 1г масла, не более | 0,04-0,07 | 0,15 |
| 4.Стабильность против окисления: |  |  |
| осадок после окисления,%, не более | Не нормируется | 0,10 |
| кислотное число после окисления, мг КОН на 1г масла, не более | 0,1 | 3,5 |
| 5.Зольность, %, не более | 0,005 | 0,1 |
| 6.Число деэмульсации, с., не более | 180 |  |
| 7.Содержание водорастворимых кислот и щелочей | отс. | отс. |
| 8.Содержание мех.примесей | отс. | отс. |
| 9.Температура вспышки в открытом тигле, оС, не ниже | 186 | 215 |
| 10.Температура застывания, оС | -15 | -60 |
| 11.Натровая проба в кювете, 10мм, не более | - | - |
| 12.Прозрачность при 0оС | Прозрачно |  |
| 13.Содержание воды | отс. | отс. |

Турбинные масла, находящиеся в эксплуатации, должны удовлетворять следующим нормам:

− кислотное число не выше 0.6 мг КОН на 1г масла;

− отсутствие воды и шлама, прозрачность;

− температура вспышки не ниже 167оС;

− реакция водной вытяжки - нейтральная;

− вязкость кинематическая при 50оС не выше 20-23 сСт.

Авиационные масла применяемое в двигателе должно соответствовать требованиям ТУ 38.401-58-12-91 изм.1-3

2.3 Характеристика гидравлических жидкостей

В гидросистеме запорных кранов отечественного и импортного производства на газовых промыслах используются технические жидкости марки ВМГЗ

Запрещается применять масла или их заменители, марка которых не соответствует рекомендуемым в инструкциях по эксплуатации кранов заводов или фирм-изготовителей.

Запрещается смешивать разные марки масел и жидкостей.

Таблица 3 - Техническая характеристика применяемых на КС жидкостей в гидросистеме запорных кранов

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование показателя | Норма для марки ВМГЗ |
| 1.Внешний вид | - |
| 2.Плотность при 20оС, кг/м3 | 0,865 |
| 3.Вязкость кинематическая, сСт, не более, при температуре,оС: |  |
| 20 | 10 |
| -50 | 1600 |
| 4.Температура,оС: |  |
| вспышки, не ниже | 135 |
| возгорания | - |
| застывания, не ниже | -55 |
| 5.Кислотное число, мг КОН/г, не более | 0,10 |
| 6.Температурный диапазон применения,оС | +50,-55 |
| 7.Срок службы, год, не более | 5 |

3. Описание технологической схемы компрессорной станции

Технологическая обвязка компрессорного цеха предназначена:

− для приема на КС технологического газа из магистрального газопровода;

− очистки технологического газа от механических примесей и капельной влаги в пылеуловителях;

− распределение потоков для последующего сжатия и регулирования схемы загрузки ГПА;

− охлаждение газа после компремирования в АВО газа;

− вывода КЦ на станционное «кольцо» при пуске и остановке;

− подачи газа в магистральный газопровод;

− транзитного прохода газа по магистральному газопроводу, минуя КС;

− при необходимости сброса газа в атмосферу из всех технологических газопроводов компрессорного цеха через свечные краны.

По технологической схеме КС-18А «Москово» газ из магистрального газопровода «Челябинск - Петровск» с условным диаметром 1400 мм через охранный кран поступает на узел подключения КС к магистральному газопроводу. Этот кран предназначен для автоматического отключения магистрального газопровода от КС в случае возникновения каких-либо аварийных ситуаций на узле подключения, в технологической обвязке компрессорной станции или обвязке ГПА.

После охранного крана газ поступает к входному крану № 7, 7А также расположенному на узле подключения. Кран № 7, 7А предназначен для автоматического отключения КС от магистрального газопровода. Входной кран № 7, 7А имеет обводной кран № 7-1, 7-1А (в КС-18А №7.1, 7.2, 7А.1, 7А.2) который предназначен для заполнения газом всей системы технологической обвязки компрессорной станции (КС). Только после выравнивания давления в магистральном трубопроводе и технологических коммуникациях станции с помощью кранов № 7-1, 7-1А производится открытие крана № 7, 7А. Это делается во избежание газодинамического удара, который может возникнуть при открывании крана № 7, 7А без предварительного заполнения газом технологических коммуникаций компрессорной станции.

Сразу за краном № 7, 7А по ходу газа установлен свечной кран № 17,17А. Он служит для стравливания газа в атмосферу из технологических коммуникаций станции, при производстве на них профилактический работ. Аналогичную роль он выполняет при возникновении аварийных ситуаций на КС.

После крана № 7, 7А газ поступает к установке очистки, где размещены пылеуловители. На КС установлены циклонные пылеуловители типа ГП 144.00.000 - 5штук и ГП - 628.00.000 - 1 штука, в которых газ очищается от механических примесей и влаги.

После очистки, газ по трубопроводу Ду 1000, поступает во входной коллектор компрессорного цеха и распределяется по входным трубопроводам ЦБК Ду 1000 через краны № 1 на вход центробежных компрессоров.

После сжатия в центробежных компрессорах, газ проходя через выходной кран № 2 и обратный клапан по трубопроводу Ду 1000 поступает к выходному коллектору Ду 1000 откуда поступает на установку охлаждения газа (АВО газа). После установки охлаждения газ через выходные шлейфы по трубопроводу Ду 1000, через выходные краны № 8, 8А поступает в магистральный газопровод.

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

Назначение крана № 8, 8А который находится на узле подключения КС, аналогично крану № 7, 7А. При этом стравливание газа в атмосферу происходит через свечной кран № 18, 18А который установлен по ходу газа перед краном № 8, 8А.

На узле подключения КС между входным и выходным трубопроводом имеется перемычка Ду 1400 с секущим краном № 20. Назначение этой перемычки - производить транзитную подачу газа, минуя КС в период ее отключения (закрыты краны № 7, 7А, 8, 8А; открыты свечные краны № 17,17А,18,18А). Для прохода очистного устройства предусмотренны кран № 20 и № 31 Ду 1400.

На магистральном газопроводе, до и после КС, установлены охранные краны (№19, №21).

Характеристика основного и вспомогательного оборудования компрессорного цеха

В компрессорном цехе №1 Дюртюлинского ЛПУ МГ, пять агрегатов с авиационным приводом АЛ-31СТ(Н), которые являются приводами полнонапорных центробежных нагнетателей типа 370-18-1 с СПЧ 370-1,4/76-16/5300АЛ. Схема работы агрегатов параллельная.

Номинальный режим работы газоперекачивающего агрегата характеризуется следующими параметрами:

− номинальная мощность на выходном валу силовой турбины ГТД в станционных условиях (при эффективном коэффициенте полезного действия) 16000 кВт;

− Вид топлива природный газ по ГОСТ 29328-92;

− Номинальная частота вращения СТ двигателя и

− нагнетателя мин-1(%)5300 (100);

− Максимальная температура газов на срезе газоотвода ГТД (при Т1>15°С), °С 490, не более;

− Допустимая температура газов на срезе газоотвода ГТД (при Т1>15°С), °С 530, не более;

− Давление пускового газа на входе в стартер, изб. (при противодавлении не более 0,049МПа), МПа от 0,44 до 0,54;

− Давление топливного газа на входе в ГТД, МПа 2,74+0,2;

− Расход топливного газа на номинальном режиме (при низшей теплоте сгорания Qрн =8000ккал/м3 и плотности 0,68кг/ м3) кг/с 0,902 не более;

Расход масла (невосполнимые потери)

− ГТД, кг/час 0,5 не более;

− нагнетателя, кг/час 0,5 не более;

Примечание: Станционные условия (ГОСТ 28775-90): расчетные температура и давление атмосферного воздуха соответственно +15°С и 0,1013МПа; с учетом гидравлических сопротивлений входного и выходного трактов при отсутствии УТО.

Общие сведения и краткое описание работы ГТП

Двигатель АЛ-31СТ (Н) предназначен для привода ротора нагнетателя газоперекачивающего агрегата (ГПА). В качестве топлива для двигателя используется природный газ. Конструктивно двигатель выполнен в виде двух модулей: модуля газогенератора (ГГ) и модуля силовой турбины (СТ).

ГГ двигателя, разработанный на базе авиационного двухконтурного турбореактивного двигателя, выполнен по двухвальной схеме. Модули ГГ и СТ собраны на отдельных рамах. При стыковке модулей их рамы соединяются болтами, образуя единую раму, являющуюся основным элементом силовой схемы двигателя. Задний фланец ГГ жестко крепится к переднему фланцу СТ.

Управление и регулирование двигателя производится системой автоматического управления и регулирования ГПА. Газодинамическая устойчивость компрессора обеспечивается регулируемыми ВНА и направляющими аппаратами двух первых ступеней девятиступенчатого компрессора высокого давления, а при запуске двигателя -выпуском избытка воздуха за четырехступенчатым компрессором низкого давления в атмосферу, через клапан перепуска воздуха до набора заданной частоты вращения ротора КНД.

Поворотные лопатки направляющих аппаратов КВД изменяют углы установки линейно в зависимости от частоты вращения ротора КВД. Поворот лопаток НА КВД производится с помощью агрегата управления механизацией компрессора. Управление НА КВД и клапаном перепуска воздуха осуществляется гидроцилиндрами по командам САУиР. Привод редуктора (КПА) с агрегатами систем двигателя и ГПА производится через центральный конический привод (ЦКП) от ротора КВД.

Масляная система двигателя одноконтурная, циркуляционного типа, предназначена для охлаждения и смазки подшипников, зубчатых передач двигателя, выноса продуктов износа трущихся деталей на фильтры откачки. Она обеспечивает непрерывную подачу в двигатель масла с заданными параметрами и возврат его в маслобак. Двигатель оснащен датчиками первичной информации и комплектом агрегатов, обеспечивающими управление двигателем по командам электронной части САУиР.

Работа двигателя

При запуске газовый стартер через ЦКП раскручивает ротор высокого давления ГГ. Атмосферный воздух через входное устройство ГПА поступает в компрессор двигателя. В промежуточном корпусе за КНД воздух разделяется на два потока - наружный и внутренний. Поток воздуха внутреннего контура поступает в КВД, где происходит его дальнейшее сжатие. Из КВД сжатый воздух поступает в кольцевую, камеру сгорания, где разделяется на первичный и вторичный потоки. Первичный поток сжатого воздуха смешивается в жаровой трубе с топливным газом, подаваемым форсунками. Образовавшаяся смесь сгорает при постоянном давлении, в результате чего образуются продукты сгорания с высокой температурой. Воспламенение смеси топливного газа с воздухом в жаровой трубе при запуске производится двумя запальными устройствами. Вторичный поток воздуха обтекает стенки камеры сгорания, постоянно подмешивается через смесительные отверстия в жаровой трубе к продуктам сгорания и формирует заданное температурное поле перед турбиной. Часть вторичного потока воздуха направляется на охлаждение элементов турбины. Кинетическая энергия продуктов сгорания при расширении на рабочих лопатках турбин высокого и низкого давления преобразуется в механическую работу вращения роторов высокого и низкого давления.

ТВД приводит во вращение ротор КВД, а ТНД - ротор КНД. Смесь продуктов сгорания, имеющая достаточную кинетическую энергию, после ТНД поступает в силовую турбину, которая через выходной вал с полумуфтой приводит во вращение ротор нагнетателя ГПА. Воздушный поток из наружного контура охлаждает корпуса камеры сгорания и турбины ГГ.

Система управления, регулирования и защиты агрегата обеспечивает:

− поддержания заданной скорости вращения вала нагнетателя;

− поддержание заданного перепада давления между маслом уплотнения и газом в полости центробежного нагнетателя;

− управление операциями пуска и остановки агрегата;

− защиту агрегата от недопустимых режимов работы;

Пуск, загрузка, управление и остановка турбоагрегата осуществляется автоматически с центрального щита или щита агрегата.

Система контроля осуществляет дистанционное измерение основных эксплуатационных параметров.

3.4 Работа нагнетателя

Центробежный нагнетатель типа 370-18-1 с СПЧ 370 1,4/76-16/5300АЛ предназначен для сжатия природного газа на КС и транспортировки по магистральному газопроводу. Привод нагнетателя осуществляется от газотурбинных двигателей АЛ-31СТ(Н), имеющими номинальную мощность 16МВт и номинальную частоту вращения выходного вала 5300об/мин.

Нагнетатель предназначен для сжатия газа, имеющего следующие характеристики:

Номинальный состав газа, поступающего в нагнетатель в объемных процентах:

− Метан СН4 - 98,6%;

− Этилен С2Н4, пропилен С3Н6, бутан С4Н10+ высшие - 0,7%;

− Углекислый газ СО2 - 1,12%;

− Азот N2-0,84%.

− Физико-технические данные газа поступающего в нагнетатель:

− Пределы изменения температуры газа на входе в нагнетатель от -20 до +600С.

− Максимальная влажность - состояние насыщения при условии всасывания.

− Сжимаемый газ не токсичен, горюч, взрывоопасен при объемной доле газа в воздухе от 5% до 15%.

− Массовая концентрация примесей твердых частиц свыше 20мкм должна быть не более 5мг/м3.

Содержание в газе реагентов, вызывающих коррозию металлов, не более:

− сероводорода -20мг/ м3;

− натрия, калия -3мг/ м3.

Таблица 4 - Основные параметры нагнетателя Н-370-18-1 с СПЧ 370 1,4/76-16/5300АЛ

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование параметра | Режим работы | | |
|  | Номинал. | Зимний | Летний |
| 1. Производительность объемная отнесенная к 20°С и 0,1013МПа, м3/сут | 35.5х10б | 37,5·106 | 35,8·106 |
| 2. Производительность массовая, кг/с | 280,6 | 296,4 | 283,1 |
| 3. Производительность объемная, отнесенная к начальным условиям, м3/мин | 410 | 405 | 400 |
| 4. Давление газа начальное, абсолютное, при входе в нагнетатель, МПа | 5,32 | 5,36 | 5,73 |
| 5. Давление газа конечное, абсолютное, при выходе в нагнетатель, МПа | 7,45 | 7,45 | 7,36 |
| 6. Степень повышения давления | 1,4 | 1,39 | 1,30 |
| 7. Температура газа на входе в нагнетатель, 0С | 15 | 2 | 23 |
| 8. Плотность газа, отнесенная к 200С и 0,1013 МПа, кг/ м3 | 0,683 | 0,683 | 0,683 |
| 9. Политропный КПД, не менее | 0,83 | 0,82 | 0,82 |
| 10. Мощность потребляемая нагнетателем, на муфте ткрбины, МВт, не более | 15,8 | 16,0 | 13,2 |
| 11. Частота вращения ротора, об/мин., не более | 5200 | 5200 | 5000 |

Рабочий диапазон изменения частоты вращения ротора СПЧ должен обеспечиваться в пределах 65... 100% от номинальной частоты вращения.

Предельная частота вращения - 110% от номинальной. Расчетный запас по критическим частотам вращения системы валопровода «СТ-трансмиссия-нагнетатель» должен быть не менее 20% от границ рабочего диапазона частоты вращения. Фактическая величина запаса по критике оформляется двухсторонним заключением разработчиков ГПА, СПЧ. Нагнетатель с СПЧ должен устойчиво работать в рабочем диапазоне изменения частоты вращения и в диапазоне изменения объемной производительности по условиям всасывания 65-100% от номинальной величины (запас по помпажу уточняется по результатам испытаний).

Должна быть обеспечена эффективность работы СПЧ на переменных режимах: на кривой политропного КПД для постоянной частоты вращения в диапазоне от границы номпажа до точки, соответствующей 80% от номинальной величины политропного напора снижение КПД по сравнению с оптимумом не должно превышать 10% (относительных). Снижение политропного КПД нагнетателя за межремонтный период не более 1% (относительных). После проведения капитальных ремонтов значения КПД должно восстанавливаться. Нагнетатель является турбомашиной центробежного типа. Движение газа и повышение давления в проточной части нагнетателя происходит за счет создания поля центробежных сил в рабочем колесе, которое обеспечивает движение газа от центра колеса к его периферии за счет преобразования кинетической энергии (скорости) газа в потенциальную (давления).

В процессе сжатия газ из всасывающего трубопровода поступает во всасывающую камеру нагнетателя, затем в рабочее колесо 1 -й ступени, лопаточный диффузор, обратный направляющий аппарат, рабочее колесо 2-й ступени, лопаточный диффузор, сборную кольцевую камеру и далее по нагнетательному трубопроводу в трассу. Система уплотнений нагнетателя поддерживает заданный положительный перепад давления масла над газом в уплотняемой полости. Нагнетатель двухступенчатый с радиальным подводом и тангенциальным отводом газа. Патрубки корпуса нагнетателя с внутренним диаметром 680 мм (Ду700) расположены соосно и соединяются с газопроводом при помощи сварки.

Нагнетатель оснащен автоматической системой регулирования, управления и защиты. Система является общей для всего газоперекачивающего агрегата и обеспечивает работу без постоянного присутствия обслуживающего персонала у агрегата. В модернизированной конструкции использован корпус нагнетателя типа 370-18-1. Корпус нагнетателя состоит из цилиндра и крышки. Цилиндр выполнен из стали 20ГСЛ, не имеет горизонтального разъема, входной и выходной патрубки отлиты за одно целое с цилиндром для присоединения к газопроводу (кольца, приваренные к патрубкам нагнетателя, выполнены из стали 25). Во время работы нагнетателя усилие от давления газа притягивает пакет к дну цилиндра. В момент заполнения газом пакет находится в равновесном состоянии, поэтому предусмотрено дополнительное крепление пакета к дну цилиндра через всасывающую часть. В дне цилиндра имеются отверстия, через которые специальными болтами с резиновыми уплотнительными кольцами пакет притягивается к торцовой поверхности дна цилиндра. Отверстия соединены между собой кольцевой канавкой, выполненной на торцовой поверхности пакета. Кольцевая канавка заполняется маслом, подводимым на торцовое уплотнение, что позволяет исключить прорыв газа.

В дне цилиндра выполнены каналы: подвода масла на торцовое уплотнение; слива протечек загазованного масла; слива масла с торцовых уплотнений; наддува чистого газа в концевое уплотнение; отбора импульса газа (газ перед входом в колесо 1-й ступени) на сигнализатор помпажа и расходомерное устройство; сдува газа из поплавковой камеры в полость перед первым колесом.

На наружной поверхности цилиндра в верхней части имеется канал отбора импульса газа после диффузора 1-й ступени на сигнализатор помпажа. Герметизация каналов в месте их стыковки с каналами в пакете выполнена при помощи резиновых уплотнительных колец, установленных в кольцевых канавках на торце пакета. На всасывающем и нагнетательном патрубках предусмотрены места для отбора импульса газа на сигнализатор помпажа и контрольно-измерительные приборы. С наружной стороны дна цилиндра выполнен паз для установки шпонки, фиксирующей положение пакета относительно цилиндра. В верхней части цилиндра выполнены приливы, на которых установлен аккумулятор масла. Со стороны привода к дну цилиндра крепится кожух стыковой части. К фундаменту цилиндр крепится шпильками через отверстия Ø56, выполненные в лапах цилиндра.

К цилиндру при помощи шпилек с гайками крепится крышка. Вертикальный разъем между крышкой и цилиндром герметизирован при помощи резинового кольца установленного в кольцевой канавке крышки. Крышка выполнена из стали 34ХМ.

В крышке выполнены каналы: подвода масла на торцовое уплотнение; слива протечек загазованного масла; слива протечек масла с торцового уплотнения; канал перепуска задуммисных протечек во всасывающий патрубок. Каналы в крышке соединяются с соответствующими каналами пакета и герметизируются резиновыми уплотнительными кольцами, установленными в кольцевых канавках пакета.

В корпус нагнетателя устанавливается пакет. Центровка пакета производится при помощи посадочных поясков, выполненных с высокой точностью на всасывающей, средней и нагнетательной частях корпуса пакета.

Части пакета по вертикальным разъемам связаны крепежными деталями. Все элементы, входящие в пакет, не имеют горизонтального разъема, который выполнен только в местах размещения опорных и упорного вкладышей. Это дает возможность повысить точность изготовления посадочных поверхностей и снизить перетечки газа при работе нагнетателя. Перетечкам газа препятствуют лабиринтные уплотнения, состоящие из обойм с зачеканенными в них латунными гребнями.

В нагнетателе применена система концевых уплотнений вала типовой конструкции, состоящая из торцовых уплотнений и опорных подшипников полного давления.

Осевые усилия, действующие на ротор нагнетателя, воспринимаются упорным подшипником с выравнивающим устройством для равномерного нагружения колодок подшипника. Опорные подшипники нагнетателя расположены непосредственно во всасывающей части и в нагнетательной части пакета, что дает возможность уменьшить расстояние между опорами и иметь "жесткий" ротор. Для контроля над работой ходовой части нагнетателя имеются 4 вибродатчика, которые определяют амплитуду вибрации ротора относительно опорных вкладышей в двух взаимно перпендикулярных плоскостях, и 4 термодатчика, расположенные в опорных вкладышах и колодках упорного вкладыша. Снятие и установку вибро- и термодатчиков можно производить без разборки, на работающем нагнетателе.

4. Компримирование газа

Компримирование газа осуществляется одним, двумя или тремя параллельно включенными газоперекачивающими агрегатами ГПА-16Р «Уфа».

Технологическая линия компримирования газа

По технологической схеме КС-18А «Москово» газ из магистрального газопровода «Челябинск-Петровск» с условным диаметром 1400 мм через охранный кран поступает на узел подключения КС к магистральному газопроводу.

После охранного крана газ с давлением, не ниже 5,32 МПа и температурой 15ё220С поступает к входным кранам № 7, 7А и через входные шлейфы Ø1020мм №1 и №2 поступает к входному коллектору установки очистки газа, откуда через входные краны Ду-500 попадает в циклонные пылеуловители типа ГП-144.00.000 в количестве 5 штук ГП - 628.00.000 в количестве 1 штука, в которых газ очищается от механических примесей и влаги.

После очистки, газ по трубопроводу Ду 1000, поступает во входной коллектор компрессорного цеха и распределяется по входным трубопроводам ЦБК Ду 1000 через кран № 1 на вход центробежных полнонапорных компрессоров, газодинамическая устойчивость ЦБК регулируется антипомпажными клапанами Моквелд.

В нагнетателе Н-370-18-1 с СПЧ 370-1,4/76-16/5300АЛ происходит компримирование технологического газа со степенью повышения давления от 1,0 до 1,44 и давлением не превышающим 7,45 МПа. На патрубках входа и выхода нагнетателя установлены манометры и датчики давления «HONEWEL», термометры сопротивления ТСМ-датчики температуры и давления, входящие в систему управления и противопомпажного регулирования.

После повышения давления в центробежных компрессорах, газ проходя через обратный клапан и выходной кран № 2 по трубопроводу Ду 1000 поступает входному коллектору Ду 1000 и из входного коллектора АВО Ж 1000х21мм газ по линии Ж426х16мм поступает в аппараты воздушного охлаждения газа Нуво-Пиньон (9- аппаратов) где газ охлаждается до температуры 30-350С. После установки охлаждения газ через выходные шлейфы Ø1020мм №3 и №4 (на которых установлены датчики температуры ТСМУ) и через выходные краны № 8, 8А поступает в магистральный газопровод.

Рис. 1

5. Охлаждение газа

Охлаждение газа после компримирования осуществляется в 9-ти аппаратах воздушного охлаждения газа Нуво-Пиньон, подключенных в работу параллельно.

Аппарат воздушного охлаждения газа Нуво-Пиньон состоит из трубных секций прямоугольной формы, устанавливаемых на опорную металлоконструкцию каждая секция состоит из штампосварных камер, боковых стенок и поперечно-оребренных труб длиной 12000мм. Расположение труб в секции горизонтальное. К металлоконструкции крепятся два диффузора и два коллектора вентиляторов. Поверхность теплообмена одного аппарата составляет 9930м2, количество секций в одном аппарате 2шт.

На линии входа газа в аппарат установлены:

− шаровой кран с ручным приводом Ду 400мм.;

− установлены датчики давления Метран-100, манометр МП-4, термометр ТСМ-20;

На линии выхода газа из аппарата установлены:

− манометр ДМ-2005;

− шаровой кран с ручным гидроприводом Ду 400мм;

− линия сброса газа на свечу с ручным краном Ду 50мм.

6. Описание системы импульсного газа

Импульсным газом является газ, используемый для управления, подачи командных импульсов и автоматического регулирования на объектах КС. Для обеспечения работоспособности исполнительных органов импульсный газ должен быть осушен и очищен от механических примесей.

Система импульсного газа предназначена для подготовки и подачи импульсного газа:

− к узлам управления и пневмоцилиндрам кранов технологического, топливного и пускового газа;

− к приборам и аппаратам для передачи командных импульсов;

− к контрольно-измерительным приборам и устройствам автоматического регулирования газоперекачивающего агрегата;

− к противопомпажному клапану "Моквелд" системы "СС".

В систему импульсного газа входят:

− установка подготовки импульсного газа УПТПИГ МЯНИ.067563.011-02 которая предназначена для подготовки импульсного газа (осушка сжатого природного газа и оистка его от механических примесей до заданных параметров) перед его использованием для управления пневмоприводными кранами и КИП компрессорных станций магистральных газоповодов и других объектов и размещается непосредственно в зданиях УПГ.

− трубопроводы и коллекторы импульсного газа;

− свечи для стравливания газа.

Отбор импульсного газа осуществляется из входного коллектора установки подготовки газа УПТПИГ системы пускового и топливного газа.

Импульсный газ по трубопроводу Ду 50мм поступает в УПТПИГ, где производится его очистка и осушка с целью обеспечения бесперебойной работы пневматических приводов и приборов КИПиА.

В блок УПТПИГ входят:

− блок осушки и очистки импульсного газаавтоматизированный БОИГА-00.000;

− водомаслоотдеоитель 22БО-03.010;

− клапан невозвратный УПТПИГ-00.180;

− устройство мембранное предохранительное УПТПИГ-00.600;

− платформа УПТПИГ-00.500;

− емкость продувочная УПТПИГ-00.510;

− трубопровод входной УПТПИГ-00.560;

− трубопровод выходной УПТПИГ-00.310;

− трубопровод байпасный дублирующий с МПУ 00.330;

− свеча для сброса газа в атмосферу УПТПИГ-00.570;

− стойка УПТПИГ-00.170-01;

− коробка соединительная типа КП;

− термопреобразователь ТСМ-0595-1;

− трубопроводы и электрокабели.

На коллекторах входа и выхода импульсного газа в адсорберы установлены манометры показывающие общего назначения ОБМ 1-160х100. Блок осушки импульсного газа БОИГА представляет собой агрегат, в котором на сварном каркасе смонтированы узлы и исполнительные механизмы, предназначенные для осушки газа и регенерации адсорбента и соединенные между собой трубопроводами и кабелями.

В состав БОИГА входят:

− фильтр 14БО-3-03.010-01;

− два адсорбера (с электронагревателями) БОПГ-02.000 с термопреобраазователями ТСП-0595;

− фильтр концевой БО1-1М-03.050-01;

− конденсатосборник 14БО-3-03.040;

− теплообменник (охладитель) 41БО-06.020;

− система трубопроводов с необходимой исполнительной арматурой, клапаны невозвратные 14БО-2-04.010-04 и клапан невозвратный концевой БО-04.015, узел невозвратных клапанов 11БО-4.04.020, клапан сброса давления 14БО-2-04.020, клапан предохранительный АГНКС БК-75-01-01-170-01;

- коробки соединительные типа КП48 и КП24 по ТУ 16-685.032.

В состав УПТПИГ и БОИГА входит также исполнительная арматура шаровые краны с ручным управлением или электроприводом, манометры оказывающие и показывающие сигнализирующие.

Шкаф (прибор) автоматического управления ШУ УПТПИГ-30.000, приборы 2ТРМ1 невзрывозащищенного исполнения и манометр показывающий сигнализирующий ДМ2005 размещаются в невзрывопожароопасном помещении - операторской здания УПТПИГ.

УПТПИГ состоит из трех функциональных систем, объединенных задачей бесперебойной подачи импульсного газа на пневмоуправляемую арматуру объектов с целью обеспечения ее срабатывания в штатной и аварийной ситуации. Взаимодействие этих систем осуществляется в последовательности, определяем алгоритмом работы УПТПИГ.

Вторая система - первичный байпасный трубопровод с электроприводным краном (КЭ1), предназначенный для подачи газа потребителям в качестве снижения давления газа на выходе из буферной емкости ниже заданного значения, несанкционированного уменьшения расхода газа (или полного его прекращения) через БОИГА или резкого увеличения расхода импульсного газа потребителям и при нормальной работе БОИГА;

Третья система - дублирующий байпасный трубопровод с мембранным предохранительным устройством (МПУ), предназначенным для подачи газа потребителям при прекращении подачи газа через БОИГА и байпасный трубопровод при отказе электроприводного крана первичного байпасного трубопровод

6.1 Система осушки и очистки газа, поступающего в УПТПИГ

Газ из внешней магистрали подводится к входному трубопроводу и через ручной кран поступает через водомаслоотделитель ВМО в блок осушки и очистки БОИГА.

Отделение конденсата, который может быть во входящем в УПТПИГ газе, происходит в водомаслоотделителе ВМО, капельная влага и водомаслянная эмульсия стекает в нижнюю часть корпуса ВМО. Из ВМО газ поступает в фильтр ФД БОИГА, где происходит более глубокая очистка сжатого газа от водомасляной эмульсии, которая после отделения в фильтре стекает в конденсатосборннк ЕН. На продувке ВМО и конденсатосборника ЕН стоят электроприводные шаровые краны. Через каждые 24 часа работы по команде от ЩУ УПТПИГ кран открывается и после продувки ВМО в продувочную емкость кран закрывается, затем открывается кран и после продувки с конденсатосборника ЕН в ту же емкость и кран закрывается.

Далее газ через соответствующий краны поступает в адсорбер А1 или А2, работающий на осушку. Проходя через слой адсорбента, природный газ осушается до заданной кондиции. Фильтрующие элементы на входе и выходе из адсорберов очищают поток природного газа от мелких механических частиц адсорбента, которые могут образовываться при разрушении адсорбента во время работы блока осушки. После адсорбера осушенный и очищенный газ через соответствующие невозвратные клапаны поступает в фильтр концевой Ф, где происходит окончательная очистка от механических частиц и масла. После переключения адсорберов системой автоматического управления САУ УПТПИГ производится регенерация адсорбера, отработавшего на осушку, которая включает следующие процессы:

− прогрев адсорбента;

− удаление из адсорбента адсорбированных компонентов;

− охлаждение адсорбента.

При регенерации включаются нагревательные элементы (ТЭНы). Для контроля температуры во время регенерации установлены датчики температуры типа ТСП, которые связаны с прибором управления через измерители регуляторы типа 2ТРМ1.

ЩУ УПТПИГ обеспечивает поддержание температуры корпуса регенерируемого адсорбера в диапазоне температур (623 ± 10 ) К (350 ± 10) °С путем включения - выключения ТЭНов.

В результате теплообмена между корпусом адсорбера и сорбентом происходит термическая десорбция адсорбированной влаги.

Удаление десорбированных компонентов из адсорбера производится природным газом, периодическим подаваемым из буферной емкости через кран КЭ24 и дроссель которым газ дросселируется до давления Ррег =0,44 -0,54 МПа (4,5 -5,5) кгс/см2.

Для защиты системы регенерации и охладителя ОХ БОИГА от повышения давления выше заданной величины установлен клапан предохранительный КП, отрегулированный на давление подрыва 1,18 + 1,76 МПа (12 3 кгс/см2).

Этот сухой газ низкого давления подогревается в охладителе ОХ и, проходя через регенерируемый адсорбер, захватывает десорбируемую влагу, затем он проходит через соответствующий краны (в зависимости от того, какой адсорбер регенерируется), клапан сброса давления КСД, охладитель ОХ, где охлаждается, и отводится в продувочную емкость В продувочной емкости газ отделяется от конденсата и удаляется из нее через свечу, конденсат периодически сливается из продувочной емкости наружу через клапан. Через 6 часов после начала прогрева электронагревательные элементы выключаются. Дня охлаждения адсорбента газ регенерации продолжает периодически поступать в адсорбер. После остывания корпуса адсорбера до температуры 343 К (70°С), подача природного газа в адсорбер прекращается и соответствующие краны, в зависимости от того какой адсорбер регенерируется, закрываются. Регенерация закончена и отрегенерированный адсорбер переводится в режиме «Ожидание» для последующего переключения на режим «Осушка».

После осушки и очистки в БОИГА газ поступает через кран в выходной трубопровод, откуда через невозвратный клапан поступает к потребителю. Контроль давления газа на выходе производится по манометру с отключающим краном.

Водомаслоотделитель

Газ через боковой штуцер ВМО поступает в полость А, где под воздействием центробежной силы капли влаги отбрасываются на стенку корпуса и стекают в нижнюю часть водомаслоотделителя. Газ, изменив направление, проходит через кольца Рашига, которыми заполнен стакан, оставляя на них капельную влагу, и поступает в верхнюю полость ВМО, засыпанную также кольцами Рашига, где окончательно, многократно меняя направление, освобождается от капельной влаги. В выходном штуцере ВМО установлены невозвратный клапан и втулка, имеющая отверстие диаметром 1 мм для обдувания колец Рашига обратным потоком из адсорберов при продувках и разгрузке БОИГА.

Фильтр

Фильтр состоит из корпуса, крышки и установленных на стяжке фильтрующих кассет. Кассеты фильтрующие снаряжены фильтроэлементами из углеродистого активированного сорбционно-фильтровального материала. В выходном штуцере фильтра установлен невозвратный клапан. Во втулке имеется отверстие диаметром 1 мм для обдувания фильтровального материала при продувках и разгрузке БОИГА и плавного сброса давления из адсорберов во избежание разрушения адсорбента.

Крепление крышки с корпусом - шпилечное, уплотнение осуществляется резиновым кольцом с шайбой.

6.4 Конденсатосборник

Конденсатосборник состоит из корпуса и крышки. Уплотнение осуществляется резиновым кольцом и шайбой.

Адсорбер

Адсорбер представляет собой баллон объемом 0,018 м3 (18 л), в который засыпан адсорбент - цеолит марки NаХ. В горловинах баллона установлены фильтры, фильтрующими элементами которых являются фильтровальная ткань и супертонкое стекловолокно. По наружному контуру баллона установлены шесть U-образных взрывозашищенных электрических нагревателей предназначенных для нагревания баллона адсорбера при регенерации адсорбента.

Для контроля температуры во время регенерации на наружной поверхности баллона установлен термопреобразователь сопротивления взрывозащищенный. Природный газ во время осушки поступает в адсорбер через верхний штуцер и выходит через нижний. Во время регенерации пары влаги выходят через верхний штуцер. Осушенный газ из адсорбера поступает в фильтр концевой.

Фильтр концевой

Фильтр концевой предназначен для более тонкой очистки сжатого газа от пыли, механических примесей и аэрозолей масла. Газ входит в нижний штуцер и, проходя через фильтрующий элемент, содержащий маты из супертонкого стекловолокна, картон фильтровальный и замшу, выходит через верхний штуцер.

6.7 Устройство дросселирующее

Устройство дроссельное представляет собой две шайбы дроссельные, зажатые между ниппелем и штуцером на концах трубы. Уплотнение дроссельных шайб достигается обжатием медных прокладок путем затяжки накидными гайками.

Клапан сброса давления

Клапан сброса давления обеспечивает плавный сброс газа высокого давления из адсорберов при их переключении и нормальный проход газа и продуктов десорбции адсорберов во время регенерации. При переключении адсорберов газ высокого давления поступает через соответствующий кран в клапан сброса давления и перемещает клапан до упора в головку, при этом обратный конус клапана перекрывает проходное отверстие головки, а пружина сжимается, и через пазы в головке происходит плавный сброс газа из адсорбера.

После падения давления газа в адсорбере пружина отрывает клапан от головки, зазор между обратным конусом клапана и кромкой головки увеличивается, и происходит более быстрый сброс газа.

С целью уменьшения гидравлического сопротивления клапана в период регенерации в корпусе предусмотрено шесть отверстий диаметром 2мм.

6.9 Клапан невозвратный

Клапан состоит из корпуса, клапана, пружины и штуцера, уплотняемого в корпусе медной прокладкой. Два таких клапана установлены между адсорберами и фильтром концевым, и служат для предотвращения броска газа высокого давления в адсорберы из концевого фильтра при переключении адсорберов.

6.10 Клапан невозвратный концевой

Клапан состоит из корпуса, пружины, клапана, гайки упорной. Клапан установлен на трубопроводе отвода осушенного газа из БОИГА в выходную магистраль УПТПИГа.

Узел невозвратных клапанов

Узел невозвратных клапанов предназначен для предотвращения попадания высокого давления из магистрали осушки в систему регенерации при работе какого-либо адсорбера на осушку и подачи через него газа низкого давления в регенерируемый адсорбер при регенерации. Оновными деталями узла являются корпус, два клапана, две пружины и два штуцера.

Охладитель

Конструктивно охладитель является теплообменником типа «труба в трубе» По внутренней трубе проходит холодный газ после дросселя регенерации, а по наружной трубе противотоком горячий газ из регенерируемого адсорбера. Для улучшения теплоотдачи на внутреннюю трубу по спирали навита и припаяна проволока

Клапан предохранительный

Клапан состоит из корпуса, клапана предохранительного, штуцера и прокладок. Клапан предохранительный предназначен для защиты системы регенерации, от превышения давления газа выше допустимой величины и отвода газа на свечу УПТПИГ. Клапан предохранительный регулируется на давление открытия 1,76 МПа -1,96 МПа(18,0-20,0 кгс/см2) путем поджатия пружины стаканом и фиксируется кольцом, высота которого подбирается при регулировке клапана.

Мембранное предохранительное устройство МПУ

МПУ состоит из корпуса с двумя фланцами для соединения с трубопроводом. На входном фланце между кольцами установлена мембрана. В корпусе установлен ударник, собранный из 2-х частей: стержня и собственно ударника. На стержень установлена пружина с ограничителем. На наружной части корпуса винтами закреплены втулки. Втулка имеет паз для установки штифта в стержень. На выступающей наружу через уплотнение части стержня установлена гайка с контргайкой. Гайка служит для введения ударника - сжатия пружины.

газ турбинный компримирование компрессорный

7. Описание системы пускового и топливного газа

Система пускового и топливного газа предназначена для подачи пускового газа к стартеру СТВ-3Г ГТП АЛ-31СТ(Н) с целью запуска двигателя и подачи топливного газа в ГТП.

В систему пускового и топливного газа входят:

− УПТПИГ установка подготовки газа который включает:

− два подогревателя топливного газа ГПМ ПТПГ-30М (№№ 1, 2);

− регуляторы давления топливного и пускового газа;

− узел очистки газа, включающий в себя два фильтрсепаратора ФС-100, типа ФС-100.00.000;

− коллекторы пускового и топливного газа;

− Каждый агрегат имеет:

− узел дополнительной фильтрации топливного и пускового газа;

− линию отбора и подачи топливного и пускового газа в ГТП;

− узел учета топливного газа;

− пневмоприводные краны топливного и пускового газа;

− свечи для стравливания газа.

В систему подготовки пускового и топливного газа отбирается природный газ из чытырех точек это краны №1Т входной узел, №2Т выходной коллектор пылеуловителей, №3Т цеховой коллектор нагнетания газа Ду-1000, и №4Т выходной крановый узел.

Отбираемый газ из точек №№1,2,3,4 (отбор газа производится из одной точки) соединяются в общий коллектор и поступает в узел очистки газа (ФС-100) и поступает в подогреватели ГПМ ПТПГ-30М. Производительность одного подогревателя от 7,5 до 30 000 нм3 /ч при рабочем давлении 75 кгс/см2).

После подогрева газ распределяется на линии регулирования топливного и пускового газа.

7.1 Регулирование газа

К оборудованию для регулирования газа относятся:

− регуляторы топливного и пускового газа (основная и резервная);

− входной и выходной коллекторы топливного и пускового газа;

− запорную и предохранительную арматуру;

− средства КИПиА.

Регулирование топливного и пускового газа

− Регулирование топливного газа включает в себя две линии Ж 159х6мм, на которых установлены:

− на входе линии топливного газа - шаровые краны Ду 150 мм, с ручным приводом;

− регуляторы давления газа РДУ-80;

− линия на ППК;

− на выходе линий - краны Ду 80мм с ручным управлением;

− на входе линии пускового газа - шаровые краны Ду 150 мм, с ручным приводом;

− регуляторы давления газа РДУ-50;

− линия на ППК;

− на выходе линий - краны Ду 50мм с ручным управлением.

Выходные коллекторы регулирования газа

На выходном коллекторе регулирования газа установлены:

− линии сброса газа на свечу с кранами Ду 50мм с ручным управлением;

− сдвоенные предохранительные клапаны ППК, тарированные на давление срабатывания:

− топливный газ -33,0 кгс/см2;

− пусковой газ-5,5 кгс/см2.

− линия выхода топливного газа с шаровым кранами Ду 80мм. с ручным управлением;

− линия выхода пускового газа с кранами Ду 50мм. с ручным управлением.

Описание схемы пускового газа

Пусковой газ из выходного коллектора узла регулирования по линии Ж 50х4мм. через шаровой кран с ручным управлением, являющийся выходным краном пускового газа, поступает в коллектор пускового газа Ду 300мм КС. Коллектор пускового газа предназначен для распределения и подачи газа к газотурбинным установкам ГПА-16Р. Для продувки трубопроводов коллектора пускового газа предусмотрена свеча с краном с ручного управления Ду 50мм для сброса газа. Из коллектора пускового газа газ направляется по линии Ду 80мм, через байпасный кран с ручным управлением, шаровой кран с гидропневмоприводом 11, затем поступает в два параллельно установленных фильтра ФС, где очищается от мехпримесей и поступает в ЭМК стартера ГТП для раскрутки турбины высокого давления с целью пуска ГПА-16Р

Совершив работу в межлопастных каналах ротора турбодетандера, пусковой газ с давлением 0,5-0,8 кгс/см2 и температурой до -70°С через линзовый компенсатор по трубопроводу Ж 219х10мм отводится на свечу.

Расход пускового газа составляет 5500 нм3/час (1,5 кгс/сек) с давлением 5 кгс/см2. На линии пускового газа из коллектора установлены:

− шаровой кран 11 с пневмоприводом;

− свечной кран 9 с пневмоприводом Ду 50мм;

− узел дополнительной фильтрации газа с двумя фильтроэлементами;

− регуляторы давления газа РДУ-50;

− линия на ППК;

− на выходе линий - краны Ду 50мм с ручным управлением.

Описание схемы топливного газа

Топливный газ из выходного коллектора узла регулирования по линии Ж 159х6мм. через шаровой кран с ручным управлением, являющийся выходным краном пускового газа, поступает в коллектор топливного газа Ду 400мм КС.

Коллектор топливного газа предназначен для распределения и подачи газа к газотурбинным установкам ГПА-16Р. Для продувки трубопроводов коллектора топливного газа предусмотрена свеча с краном с ручного управления Ду 50мм для сброса газа.

Из коллектора топливного газа, газ направляется по линии Ду 150мм, через байпасный кран с ручным управлением, шаровой кран с гидропневмоприводом 12, затем поступает в два параллельно установленных блока фильтров узла дополнительной фильтрации топливного газа. Где очищается от мехпримесей и проходя через расходомерный узел поступает в стопорный клапан (СК) затем в топливно регулирующий клапан (ТРК) ГТП для дальнейшей подачи в камеру сгорания ГТП ГПА-16Р

Расход пускового газа составляет (при номинальном режиме работы ГПА 0,902 кгс/сек) с давлением 30 кгс/см2.

На линии топливного газа из коллектора установлены:

− кран с ручным управлением Ду 150мм;

− два предохранительных клапана СППК-4, тарированных на давление срабатывания 33 кгс/см2;

− байпас с задвижкой с ручным управлением (6Б) Ду 50мм с ручным приводом;

− шаровой кран 12' с пневмоприводом;

− задвижка с ручным приводом Ду 80мм.

Очистка топливного газа в узле дополнительной фильтрации

В узел дополнительной фильтрации входят:

− два параллельно установленных блока БФ-1 и БФ-2; коллекторы входа и выхода топливного газа;

− предохранительная и запорная арматура.

Конструкция блока фильтров

Блок фильтра БФ представляет собой горизонтальный цилиндрический сосуд Ж 260х14мм, длиной 300мм.

Основными элементами конструкции сепаратора являются:

− корпус цилиндрической формы;

− съемная крышка;

− корпус крепления фильтроэлементов;

− сетчатые фильтроэлементы (16мкм) 8Д29-07 3шт.;

− штуцер входа газа Ду 80мм;

− штуцер выхода газа Ду 80мм;

− штуцер дренажа Ду 20мм.;

− датчики перепада давления на входе и выходе.

Работа блока фильтров

Блок фильтров работает следующим образом: газ, содержащий мехпримеси через штуцер входа газа попадает в фильтроэлементы и проходя через фильтроэлементы очищается затем очищенный газ направляется к штуцеру выхода газа. Из блока фильтров мехпримеси удаляются через штуцер дренажа.

На линиях входа и выхода газа из каждого из БФ, установлены краны Ду 80 мм с ручным управлением, для включения и отключения каждого из блоков.

Линия подачи топливного газа в камеру сгорания

Из общего коллектора топливного газа по линии Ду 80мм через кран с ручным управлением Ду 150мм, замерный узел, шаровой кран 12 с гидропневмоприводом Ду 80мм, газовый фильтр для тонкой очистки топливного газа и задвижку с ручным управлением Ду 80мм, газ поступает в к ТРК ГТП

Для продувки линии Ду 80мм в ГТП предусмотрена свеча с шаровым краном 9 с пневмоприводом.

Заключение

Существование «Газпрома» в качестве единой корпорации, способной проводить скоординированную инвестиционную и технологическую политику, сохранение на этой основе интеграции и единства газовой отрасли оказались важнейшими факторами преодоления кризиса в 1990-е годы и не менее важным инструментом хозяйственного развития в начале XXI века. Деятельность компании способствовала интеграции экономического пространства России, сохранению или восстановлению ее связей с бывшими республиками Советского Союза, развитию экономических связей с Западной Европой. В рамках нового международного разделения труда именно «Газпром» стал одним из важнейших звеньев, интегрирующих Россию в глобальное экономическое пространство.

Мировой экономический кризис, выявив слабые стороны сырьевой ориентации российской экономики, создал целый ряд трудностей для газовой корпорации. Однако при всех перечисленных проблемах «Газпром» остается ведущей российской компанией, сохраняющей способность к развитию, реализующей в отличие от многих других отечественных корпораций масштабные инвестиционные проекты, способной выходить на новые рынки. Сложившаяся в концерне система трудовых отношений обеспечивает достаточно высокую по российским меркам социальную защищенность работников, что оказывается важным фактором развития для тех регионов, где разворачивается деятельность предприятий.

Максимальное укрепление внутреннего рынка, связи с обществом и потребителем является в условиях кризиса рецептом выживания и развития. Изменения, необходимые, для того чтобы осуществить подобную стратегию, ведут в направлении прямо противоположном тому, которое предлагают либеральные критики газового концерна и других госкорпораций. Несмотря на все трудности, возникшие в начале 2010-х годов, «Газпром» остается лидером мирового газового рынка и перспективы его развития тесно связаны с общими перспективами России.

Список использованных источников

1. ОАО «Газпром»: М., 2003-2012.

ООО «Газпром трансгаз Уфа» // ОАО «Газпром». М., 2003-2012.

«Газпром» сегодня// ОАО «Газпром». М., 2003-2012.

Газпром в 2009 г. стал самой прибыльной компанией мира// РБК. М., 1995-2012.

Газовая промышленность: «Коммерсантъ власть». М., 1991-2012.

О нас: Газпром-медиа. М., 2007-2012.

Гайнанов Т.Р. Технологический регламент эксплуатации компрессорного цеха КС-18А Дюртюлинского ЛПУ МГ «ООО Газпром Трансгаз Уфа».У., 2011. С. 6-26.