

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Казанский национальный исследовательский
технологический университет»

Заочное отделение
Кафедра «Компрессорных машин и установок»
Газораспределительные и компрессорные станции
Контрольная работа на тему:
«Устройство ГРС “Урожай-10”»

Выполнил

Студент 6 курса,
группа № 226-351
Закирова А.Ф.

Проверил

Доктор технических наук,
профессор кафедры КМУ
Хадиев Муллагали Бариевич

Казань 2011-2012 гг.

ОГЛАВЛЕНИЕ.

Введение.

Основные сведения о магистральном газопроводе.

Назначение и устройство ГРС. Принципиальная схема.

Технологическая схема и работа ГРС.

Узел редуцирования ГРС. Защита.

Узел сбора конденсата.

Узел очистки газа ГРС.

Узел подогрева газа ГРС.

Соединительные детали и элементы трубопровода.

Список используемой литературы и материалов.

ВВЕДЕНИЕ.

Роль природного газа в структуре первичных энергоносителей непрерывно растет. Основной объем его добычи и транспортирования в России принадлежит акционерному обществу ОАО "Газпром".

Состав магистральных газопроводов в линейной части мало отличается от нефтепроводов. В них могут дополнительно включаться газораспределительные станции (ГРС) и газовые регулирующие пункты, комплексы по очистке, осушке и одоризации газа. Вместо насосных станций строятся компрессорные станции (КС). Вместо резервуарных парков на конечных станциях строится буферное газохранилище для компенсации неравномерности в потреблении газа в течение суток или зимнего и летнего периодов.

Для удовлетворения потребности в нефтепродуктах и газе населенных пунктов, находящихся вблизи трасс продуктопроводов и газопроводов, от них прокладывают отводы или ответвления из труб сравнительно малого диаметра, по которым часть нефтепродуктов (периодически) и газа (непрерывно) отводится в эти населенные пункты.

Линейная запорная арматура (краны или задвижки) на газопроводе устанавливается с интервалом 10...30 км в зависимости от рельефа трассы. Предназначена запорная арматура для перекрытия участков в случае аварии или ремонта. С обеих сторон линейного крана или задвижки на газопроводе имеются свечи для выпуска газа в атмосферу при авариях. Задвижки и краны комплектуются воротниковыми фланцами или плоскими фланцами, которые привариваются к трубе. В случае аварии или ремонта этот вид разъемных фланцевых соединений позволяет быстро и просто заменить стальные приварные фланцы.

Вдоль трассы газопровода проходит линия связи (телефонная, радиорелейная), которая имеет диспетчерское назначение. Ее можно использовать для передачи сигналов телеизмерения и телеуправления. Располагаемые вдоль трассы станции катодной и дренажной защиты, а так же протекторы защищают трубопровод от наружной коррозии, являясь дополнением к противокоррозионному изоляционному покрытию трубопровода.

Компрессорные станции (КС) газопроводов располагают с интервалом 100...200 км и оборудуют поршневыми или центробежными компрессорами с приводами от поршневых двигателей внутреннего сгорания, газовых турбин и электродвигателей. Мощность одного агрегата в настоящее время достигает 25 мегаватт (МВт). Обычно центробежные нагнетатели работают группами по 2 или 3 последовательно, и несколько групп могут быть включены на параллельную работу. Подача одного агрегата может достигать 50 млн м³/сутки, а давление на выходе станции – 10 МПа.

При высоком пластовом давлении газа в первый период эксплуатации месторождения газопровод может работать без головной компрессорной станции. На всех компрессорных станциях газ очищается от пыли и механических примесей в специальных циклонах. Кроме того на головной КС при необходимости осуществляется осушка газа, очистка от сероводорода и одоризация.

Компрессорные станции, так же как и насосные имеют вспомогательные сооружения: котельные, системы охлаждения, электроснабжения, канализации и другие.

Магистральный газопровод подает газ к газораспределительным станциям и контрольно-распределительным пунктам, где проводится его очистка от механических примесей, конденсата, влаги, замер количества, снижается давление и осуществляется одоризация, затем газ поступает к потребителям.

ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О МАГИСТРАЛЬНОМ ГАЗОПРОВОДЕ.

Система доставки продукции газовых месторождений до потребителей представляет собой единую технологическую цепочку. С месторождений газ поступает через газосборный пункт по промышленному коллектору на установку подготовки газа, где производят осушку газа, очистку от механических примесей, углекислого газа и сероводорода. Далее газ поступает на головную компрессорную станцию и в магистральный газопровод.

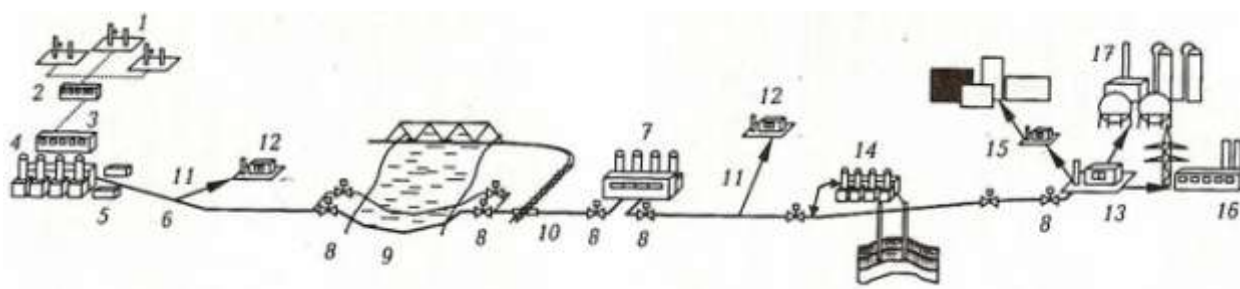


Рисунок 1

Состав сооружений магистрального газопровода:

- 1 - промыслы;
- 2 - газосборный пункт;
- 3 - промышленный коллектор;
- 4 - установка подготовки газа;
- 5 - головная компрессорная станция (ГКС);
- 6 - магистральный трубопровод;
- 7 - промежуточная КС;
- 8 - линейные запорные устройства;
- 9 - подводный переход с резервной ниткой;
- 10 - переход под железной дорогой;
- 11 - отвод от магистрального газопровода;
- 12 - газораспределительная станция (ГРС);
- 13 - конечная ГРС;
- 14 - станция подземного хранения газа (СПХГ);
- 15 - газорегуляторный пункт (ГРП);
- 16 - тепловая электростанция;

17 - газоперерабатывающий завод (ГПЗ)(рисунок 1). [5]

В состав магистральных газопроводов входят следующие сооружения:

- линейная часть (ЛЧ) с отводами и лупингами, запорной арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, узлами пуска и приема очистных устройств и дефектоскопов, узлами сбора и хранения конденсата, устройствами для ввода метанола в газопровод, перемычками;
- компрессорные станции (КС) и узлы их подключения, газораспределительные станции (ГРС), подземные хранилища газа (ПХГ), станции охлаждения газа (СОГ), узлы редуцирования газа (УРГ), газоизмерительные станции (ГИС);
- установки электрохимической защиты (ЭХЗ) газопроводов от коррозии; линии электропередачи, предназначенные для обслуживания газопроводов, устройства
- электроснабжения и дистанционного управления запорной арматурой и установками ЭХЗ;
- линии и сооружения технологической связи, средства телемеханики, противопожарные средства, противозэрозийные и защитные сооружения, емкости для сбора, хранения и разгазирования газового конденсата;
- здания и сооружения;
- постоянные дороги и вертолетные площадки, расположенные вдоль трассы газопроводов, и подъезды к ним, опознавательные и сигнальные знаки местонахождения газопроводов.[4]

При прохождении газа по трубопроводу возникает трение потока о стенку трубы, что вызывает потерю давления. Поэтому транспортировать природный газ в достаточном количестве и на большие расстояния только за счет естественного пластового давления нельзя. Для этой цели необходимо строить компрессорные станции, которые устанавливают на трассе газопровода через каждые 80 - 120 км.

Объекты КС, как правило, проектируют в блочно-комплектном исполнении. В большинстве случаев КС оборудуют центробежными нагнетателями с приводом от газотурбинных установок или электродвигателей. В настоящее время газотурбинным приводом оснащено более 80 % всех КС, а электроприводом - около 20 %.

К линейным сооружениям относят: собственно магистральный трубопровод; линейные запорные устройства; узлы очистки газопровода; переходы через искусственные и естественные препятствия; станции противокоррозионной защиты; дренажные устройства; линии технологической связи; отводы от магистрального газопровода для подачи части транспортируемого газа потребителям и сооружения линейной эксплуатационной службы (АЭС).

При параллельной прокладке двух и более магистральных газопроводов в одном технологическом коридоре предусматривают соединение их перемычками с запорной арматурой. Перемычки следует размещать на расстоянии не менее 40 км и не более 60 км друг от друга у линейных кранов, а также до и после компрессорных станций.

Вспомогательные линейные сооружения магистрального газопровода принципиально не отличаются от сооружений магистрального нефтепровода. К ним относят линии связи, вдоль трассовые дороги, вертолетные площадки, площадки аварийного запаса труб, усадьбы линейных ремонтеров и т. д.

В зависимости от конкретных условий эксплуатации состав сооружений магистрального газопровода может изменяться. Так, на газопроводах небольшой протяженности может не быть промежуточных КС. Если в добываемом газе отсутствует сероводород или углекислый газ, то необходимость в установках по очистке газа от них отпадает. Станции подземного хранения газа сооружают не всегда.

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

При падении пластового давления около газовых месторождений строят так называемые дожимные компрессорные станции, где давление газа перед подачей его на КС магистрального газопровода поднимают до уровня 5,5 - 7,5 МПа. На магистральном газопроводе около крупных потребителей газа сооружают газораспределительные станции для газоснабжения потребителей.

На газопроводах в качестве энергопривода КС используют газотурбинные установки, электродвигатели и газомотокомпрессоры - комбинированные аг-

регаты, в которых привод поршневого компрессора осуществляется от коленчатого вала двигателя внутреннего сгорания.

Вид привода компрессорных станций и их мощность в основном определяются пропускной способностью газопровода. Для станций подземного хранения газа, где требуются большие степени сжатия и малые расходы, используются газомотокомпрессоры, а также газотурбинные агрегаты, которые могут обеспечивать заданные степени сжатия. Для газопроводов с большой пропускной способностью наиболее эффективное применение находят центробежные нагнетатели с приводом от газотурбинных установок или электродвигателей.

Режим работы современного газопровода, несмотря на наличие станций подземного хранения газа, являющихся накопителями природного газа, характеризуется неравномерностью подачи газа в течение года. В зимнее время газопроводы работают в режиме максимального обеспечения транспорта газа. В случае увеличения расходов пополнение системы обеспечивается за счет отбора газа из подземного хранилища. В летнее время, когда потребление снижается, загрузка газопроводов обеспечивается за счет закачки газа на станцию подземного хранения.

Оборудование и обвязка компрессорных станций приспособлены к переменному режиму работы газопровода. Количество газа, перекачиваемого через КС, можно регулировать включением и отключением числа работающих газоперекачивающих агрегатов (ГПА), изменением частоты вращения силовой турбины у ГПА с газотурбинным приводом и т. п. Однако во всех случаях стремятся к тому, чтобы необходимое количество газа перекачать меньшим числом агрегатов, что приводит к меньшему расходу топливного газа на нужды перекачки и, как следствие, к увеличению подачи товарного газа по газопроводу. Регулирование пропускной способности газопровода отключением работы отдельных КС при расчетной производительности газопровода обычно не практикуется из-за перерасхода энергозатрат на компримирование газа при такой схеме работы. И только в тех случаях, когда подача газа по газопроводу заметно снижается сравнительно с плановой (летом), отдельные КС могут быть временно остановлены.

Переменный режим работы компрессорной станции приводит к снижению загрузки газоперекачивающих агрегатов и, как следствие, к перерасходу топливного газа из-за отклонения от оптимального КПД ГПА.

Наибольшее влияние на режим работы КС и отдельных ГПА оказывают сезонные изменения производительности газопровода. Обычно максимум подачи газа приходится на декабрь - январь, а минимум - на летние месяцы года.

Для повышения эффективности работы газопровода и прежде всего для снижения мощности на транспортировку газа необходимо на выходе каждой КС устанавливать аппараты воздушного охлаждения газа. Снижение температуры необходимо еще и для сохранения изоляции трубы.

Важным фактором по снижению энергозатрат на транспорт газа является своевременная и эффективная очистка внутренней полости трубопровода от разного вида загрязнений. Внутреннее состояние трубопровода довольно сильно влияет на изменение энергетических затрат, связанных с преодолением сил гидравлического сопротивления во внутренней полости трубопровода. Создание высокоэффективных очистных устройств позволяет стабильно поддерживать производительность газопровода на проектном уровне, снижать энергозатраты на транспорт газа примерно на 10 -15%.

Для экономии энергоресурсов, в частности для уменьшения затрат мощности КС при перекачке газа, а также с целью увеличения пропускной способности газопровода всегда выгодно поддерживать максимальное давление газа в трубопроводе. [5]

НАЗНАЧЕНИЕ И УСТРОЙСТВО ГРС. ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА.

Газораспределительные станции предназначены для снабжения газом от магистральных и промысловых газопроводов следующих потребителей:

- На собственные нужды объектов газонефтяных месторождений;
- На собственные нужды объектов газокompрессорных станций (ГКС);
- Объекты малых и средних населенных пунктов;
- Электростанции;
- Промышленные, коммунально-бытовые предприятия и населенные пункты крупных городов.

ГРС обеспечивают:

- Очистку газа от механических примесей и от конденсата;
- Редуцирование до заданного давления и поддержание его с определенной точностью;
- Измерение расхода газа с многосуточной регистрацией;
- Одоризацию газа пропорционально его расходу перед подачей потребителю;
- Подачу газа потребителю минуя ГРС в соответствии с требованием ГОСТ 5542—87.

По конструкции все ГРС подразделяются на:

- Станции индивидуального проектирования;
- Автоматические (АГРС): АГРС-1/3, АГРС-1, АГРС-3, АГРС-10, «Энергия-1М», «Энергия-2», «Энергия-3», «Ташкент-1 и -2».
- Блочно-комплектные (БК-ГРС) — с одним (БК-ГРС-1-30, БК-ГРС-1-80, БКТРС-1-150) и двумя выходами на потребителя (БК-ГРС-П-70, БК-ГРС-П-130, БК-ГРС-П-160).

Все ГРС предназначены для эксплуатации на открытом воздухе в районах с сейсмичностью до 7 баллов по шкале Рихтера, с умеренным климатом (в условиях, нормализованных до исполнения V, категории размещения I по ГОСТ 15150—69*), с температурой окружающего воздуха от -40 до 50° С, с

относительной влажностью 95% при 35° С.

Газораспределительные станции (ГРС) являются конечными объектами магистралей или отводов от них и головными для разводящих газовых сетей потребителей. Основные функции ГРС — снижать и поддерживать выходное давление газа на уровне, отвечающем требованиям (технологическим и бытовым) потребителя, учитывать и регулировать расход отпускаемого газа. Кроме того, на ГРС осуществляется дополнительная очистка газа от механических примесей и, если степень одоризации недостаточна, дополнительное введение одоранта. Давление газа в магистрали предусматривается в широком диапазоне — от 10 до 55 кгс/см², на выходе — от 3 до 12 кгс/см², иногда (при промышленном потреблении и разводящей сети среднего давления) до 25 кгс/см².

В зависимости от производительности газораспределительные станции подразделяются на две группы: первая группа рассчитана на малых и средних газопотребителей с расходом газа менее 250 тыс. м³/ч, вторая группа предназначена для крупных газопотребителей с расходом более 250 тыс. м³/ч. Как правило, ГРС первой группы сооружают по типовым проектам. ГРС для крупных городов и промышленных центров, потребление газа которых определяется миллионами кубических метров в сутки, создают по индивидуальным проектам. [2]

При размещении на местности газораспределительных станций следует выдерживать безопасные расстояния от населенных мест, промышленных предприятий и отдельных зданий и сооружений, указанные в СНиП 2.05.06-85. Например, при диаметрах подводящих газопроводов более 800 мм удаление ГРС от населенных пунктов, отдельных зданий и промышленных предприятий должно составлять 250—300 м, от сельскохозяйственных объектов и железных дорог — 200 м, от мостов — 225—300 м. Расстояние от ГРС до дома операторов при надомном обслуживании должно быть не менее 200 м. [3]

В состав газораспределительной станции входят основные узлы:

1. Узел переключения (УПР)
2. Узел очистки газа (УО)
3. Узел замера расхода газа (УЗ)
4. Узел подогрева газа (УП)
5. Узел редуцирования газа (УР)

6. Узел одоризации газа (ОУ)

7. Другие системы (КИПиА, ТМ, ЭХЗ, связь, ЭВС...)

А также имеются узлы отбора газа на собственные нужды и подготовки импульсного (питающего) газа, они не показаны на рисунке 1. [1]

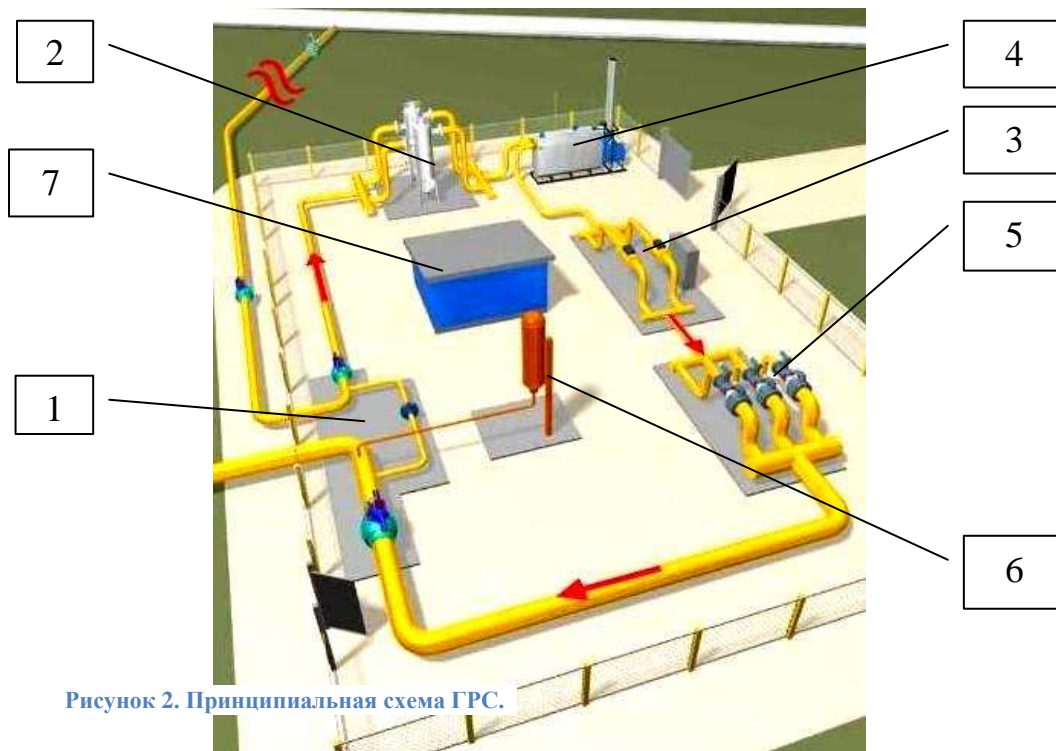


Рисунок 2. Принципиальная схема ГРС.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА И РАБОТА ГРС.

Работа по редуцированию и одоризации газа.

Газ высокого давления (55 кгс/см^2) поступает из магистрального газопровода на вход ГРС через изолирующий фланец, проходит через входной управляемый кран 1 узла переключений (рисунок 3) (УП) и поступает в узел очистки (рисунок 4) (УО), состоящий из двух фильтров-сепараторов (рабочий и резервный), включенных параллельно. Из фильтра очищенный газ поступает в узел подогрева, а капельная жидкость - в емкость Е1 узла сбора конденсата (рисунок 5) (УСК).



Рисунок 3



Рисунок 4



Рисунок 5

Очищенный и подогретый газ поступает в узел редуцирования, состоящий из двух одинаковых ниток редуцирования (рабочей и резервной) (схема 1).

После редуцирования газ пониженного давления 12 кгс/см^2 давления поступает на хозрасчетный узел замера расхода (рисунок 6) (УЗР).



Рисунок 6

Часть газа высокого давления поступает в узел эжекции (рисунок 7) (УЭ) для создания разряжения в емкости одоранта Е1 перед и во время заправки ее одорантом.

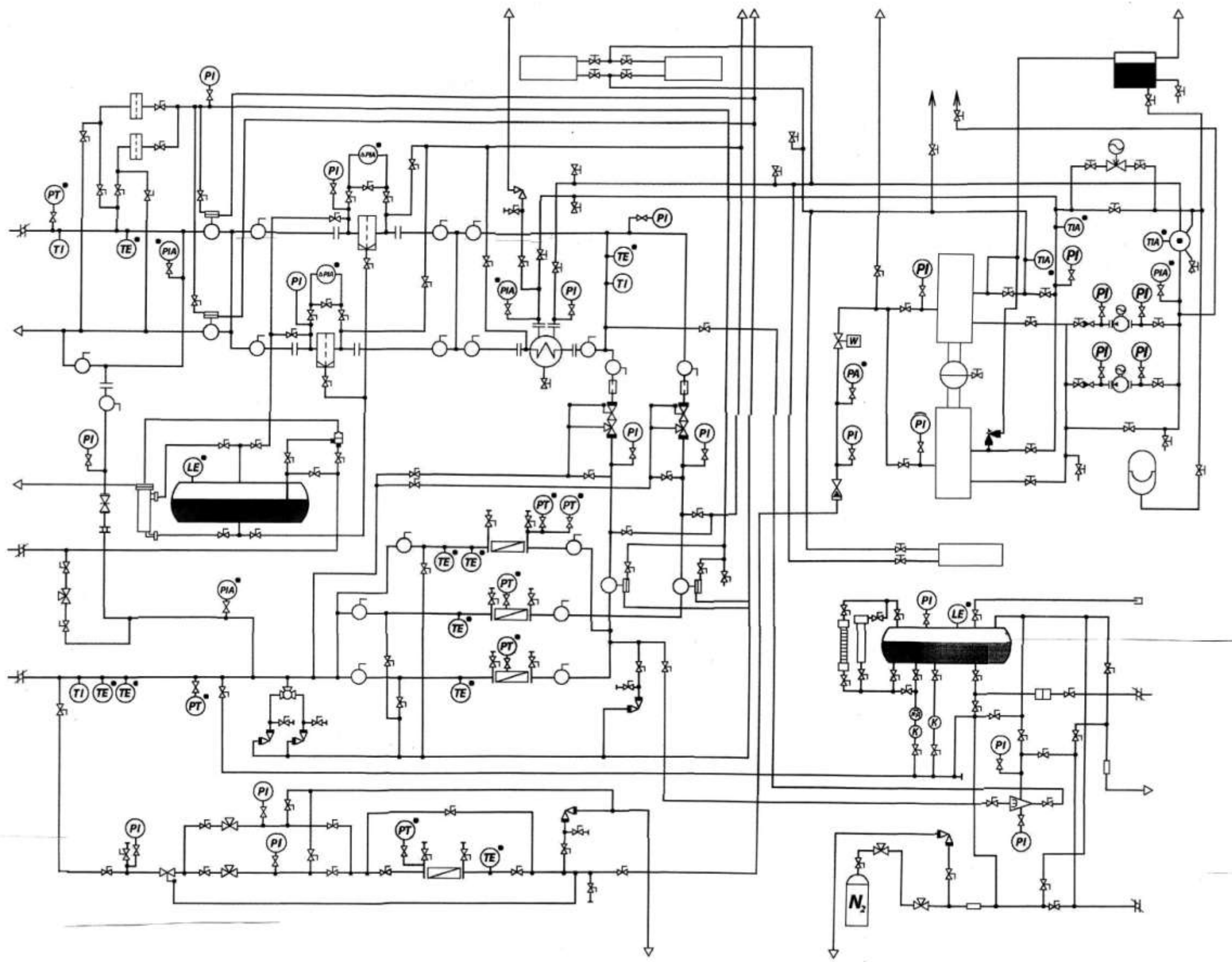


Рисунок 7

Одорант сливается из емкости Е1 через клапан - дозатор в выходной газопровод. С выхода ГРС одорированный газ пониженного давления через изолирующий фланец поступает к потребителям. [1]

Символ	Обозначение
	Кран
	Кран шаровой с ручным приводом
	Кран шаровой с пневмоприводом
	Задвижка
	Кран, вентиль, затвор поворотный
	Регулятор давления
	Запорный клапан (клапан отсекающий)
	Клапан предохранительный сбросный
	Клапан предохранительный
	Кран трехходовой
	Фильтр-сепаратор
	Фильтр импульсного газа
	Фланцевое соединение
	Фланцы изолирующие
	Свеча
	Счетчик расхода газа
	Фильтр одоранта
	Фильтр-поглотитель
	Компенсатор
	Проставка
	Кран системы теплоснабжения
	Затвор регулирующий
	Насос
	Эжектор
	Клапан электромагнитный
	Клапан термозапорный

	Клапан обратный
	Клапан гидравлический
	Капельница
	Клапан-дозатор
	Управляющее устройство
	Баллон с азотом
	Датчик уровня
	Грязевик
	Расширитель мембранный
	Указатель уровня
	Подогреватель газа
	Емкость одоранта
	Емкость конденсата
	Термопреобразователь сопротивления
	Термометр манометрический
	Датчик реле напора
	Манометр электроконтактный
	Датчик давления
	Манометр, напорометр
	Датчик уровня
	Термометр показывающий
	Датчик перепада давления



УЗЕЛ РЕДУЦИРОВАНИЯ ГРС. ЗАЩИТА.

Имеются три ступени защиты выходного газопровода от недопустимого давления:

- первая ступень - регулятор давления,
- вторая - предохранительный сбросной клапан,
- третья - клапан-отсекатель.

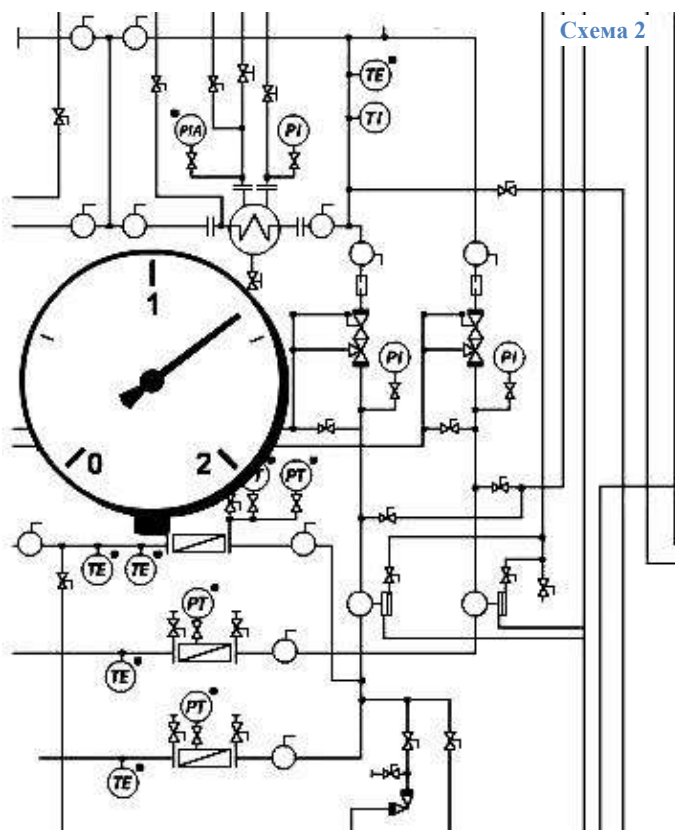
Регулятор давления P_1 рабочей нитки настроен на давление $P = P_{\text{вых}}(1,2 \text{ МПа})$, регулятор давления P_2 резервной нитки - на давление $P = 0,9P_{\text{вых}}(1,08 \text{ МПа})$. В случае падения выходного давления ГРС менее $0,9P_{\text{вых}}$ резервная нитка вступает в работу автоматически. Предохранительный сбросной клапан $K1$, установленный на выходе узла редуцирования, настроен на давление сбрасывания $1,1P_{\text{вых}}(1,32 \text{ МПа})$ и рассчитан на 5% максимальной пропускной способности (схема 2).

Если, в случае неисправности регулятора давления, сбросной клапан полностью откроется, но выходное давление продолжает расти - сработает клапан-отсекатель, полностью перекрывая подачу газа в выходной газопровод. Клапаны-отсекатели настроены на давление:

- $O1$ рабочей нитки $1,15P_{\text{вых}}(1,38 \text{ МПа})$
- $O2$ резервной нитки $1,20P_{\text{вых}}(1,44 \text{ МПа})$

По согласованию с потребителем, клапаны-отсекатели могут быть настроены иначе.

Дросселированием называется явление, при котором рабочая среда переходит с высокого давления на низкое без совершения внешней работы и без подвода и отвода теплоты. Такое явление происходит в трубопроводе, где имеется место сужения проходного канала. При таком сужении, вследствие сопротивлений, давление за местом сужением - P_2 , всегда меньше давления



перед ним - P_1 . При прохождении газа, через отверстие, кинетическая энергия газа и его скорость в узком сечении возрастают, что сопровождается падением температуры и давления. Газ, протекая через отверстие, образует вихри. Часть его кинетической энергии затрачивается на образование этих вихрей и превращается в теплоту. Кроме того, в теплоту превращается и работа, затраченная на преодоление сопротивлений (терние). Вся эта теплота воспринимается газом, в результате чего температура его изменяется (уменьшается или увеличивается).

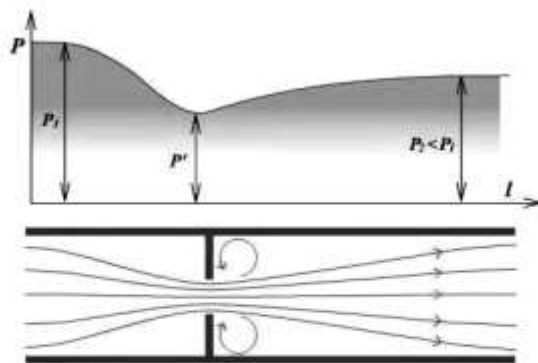
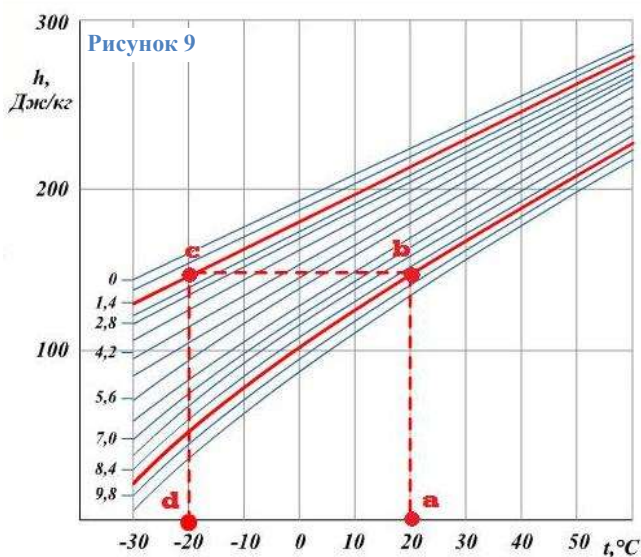


Рисунок 8

В отверстие скорость газа увеличивается (рисунок 8). За отверстием газ опять течет по полному сечению и скорость его вновь понижается. А давление увеличивается, но до начального значения оно не поднимается; некоторое измерение скорости произойдет в связи с увеличением удельного объема газа от уменьшения давления.

Для рассмотрения процесса редуцирования достаточно пользоваться эквивалентной схемой, где площадь минимального проходного сечения должна

быть равной площади минимального проходного сечения затворного узла регулятора.

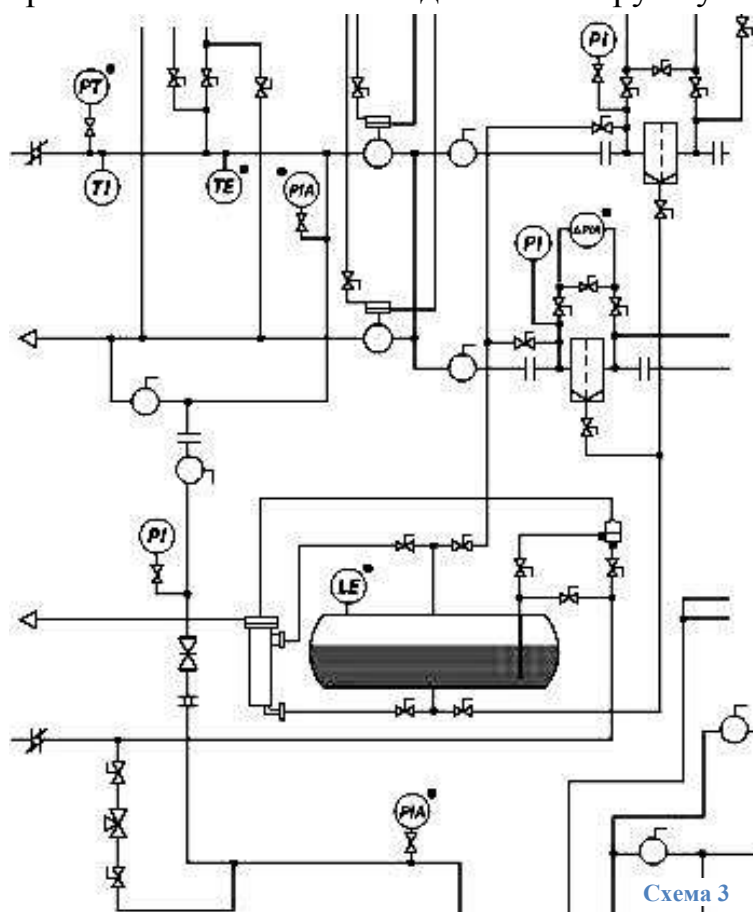


Достаточно точно температуру газа после редуцирования можно определить, пользуясь $t-h$ диаграммой (рисунок 9) редуцируемого вещества. Пользоваться графиком можно так: например, газ редуцируется с $P_1 = 9$ МПа до $P_2 = 1,4$ МПа. Начальная температура газа $t_1 = 20^\circ\text{C}$. Определить Конечную

температуру газа t_2 . От точки a ($t = 20^\circ\text{C}$) проводим прямую, параллельную оси ординат, до точки b (линия 9 МПа), затем - из этой точки - прямую, параллельную оси абсцисс, до точки c (линия 1,4 МПа) и снова возвращаемся к оси абсцисс, где получаем искомую температуру газа - 20°C (точка d). [1]

УЗЕЛ СБОРА КОНДЕНСАТА.

Слив из фильтров-сепараторов происходит самотеком (схема 3). Для этого краны, 34, 33 на рабочем фильтре и краны 38, 39 на ёмкости должны быть открыты. При заполнении ёмкости до определенного уровня, управляющее устройство подаёт импульсный газ на гидравлический клапан. Клапан открывается и сливает конденсат в наружную ёмкость хранения конденсата.



При снижении уровня в ёмкости до определенного значения, управляющее устройство отсекает импульсный газ от гидравлического клапана и он закрывается. Слив конденсата прекращается. При необходимости слив конденсата можно осуществить вручную открытием крана 44.

Ёмкости узла сбора конденсата и фильтры сепараторы узла очистки соединены параллельно и установлены на одном уровне, образуя сообщающиеся сосуды (см. рисунок 4). [1]

Схема 3

УЗЕЛ ОЧИСТКИ ГАЗА ГРС.

К механическим примесям относятся частицы породы, выносимые газовым потоком из скважины, строительный шлак, оставшийся после окончания строительства промысловых газосборных сетей и магистральных трубопроводов, продукты коррозии и эрозии внутренних поверхностей и жидкие включения конденсата и воды.

Согласно техническим требованиям на природные и нефтяные газы содержание жидкой взвеси в транспортируемом газе не должно превышать 25—50 г. на 1000 м³ газа. Еще более жесткие требования необходимо предъявлять к содержанию твердой взвеси (не более 0,05 мг/м³), которая способствует эрозионному износу технологического оборудования газопроводов. Так, при содержании 5—7 мг/м³ твердой взвеси к.п.д. трубопроводов уменьшается на 3—5% в течение двух месяцев эксплуатации, а при запыленности более чем 30 мг/м³ трубопровод выходит из строя через несколько часов из-за полного эрозионно-ударного износа.

По принципу работы аппараты для очистки газа от механических примесей подразделяются на:

- работающие по принципу «сухого» отделения пыли. В таких аппаратах отделение пыли происходит в основном с использованием сил гравитации и инерции. К ним относятся циклонные пылеуловители, гравитационные сепараторы, различные фильтры;
- работающие по принципу «мокрого» улавливания пыли. В этом случае удаляемая из газа взвесь смачивается промывочной жидкостью, которая отделяется от газового потока, выводится из аппарата для регенерации и очистки и затем возвращается в аппарат. К ним относятся масляные пылеуловители, шаровые скрубберы и т.д.;
- использующие принцип электроосаждения. Данные аппараты почти не применяются для очистки природного газа. [9]

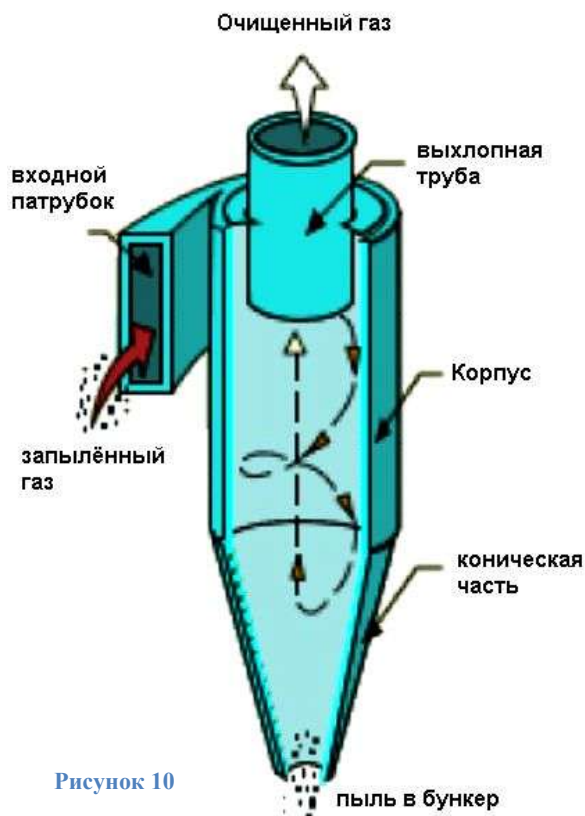
Принцип действия циклонного сепаратора прост - поток запылённого газа вводится в аппарат через входной патрубок тангенциально в верхней части. В аппарате формируется вращающийся поток газа, направленный вниз, к конической части аппарата (рисунок 10). Вследствие силы инерции (центробежной силы) частицы пыли выносятся из потока и оседают на стенках аппарата, затем захватываются вторичным потоком и попадают в нижнюю часть, через выпускное отверстие в бункер для сбора пыли (на рисунке не показан). Очи-

щенный от пыли газовый поток затем движется снизу вверх и выводится из циклона через соосную выхлопную трубу.

Циклонные пылеуловители составляют наиболее массовую группу среди всех видов пылеулавливающей аппаратуры и применяются во всех отраслях промышленности.

Степень очистки в циклоне сильно зависит от дисперсного состава частиц пыли в поступающем на очистку газе (чем больше размер частиц, тем эффективнее очистка).

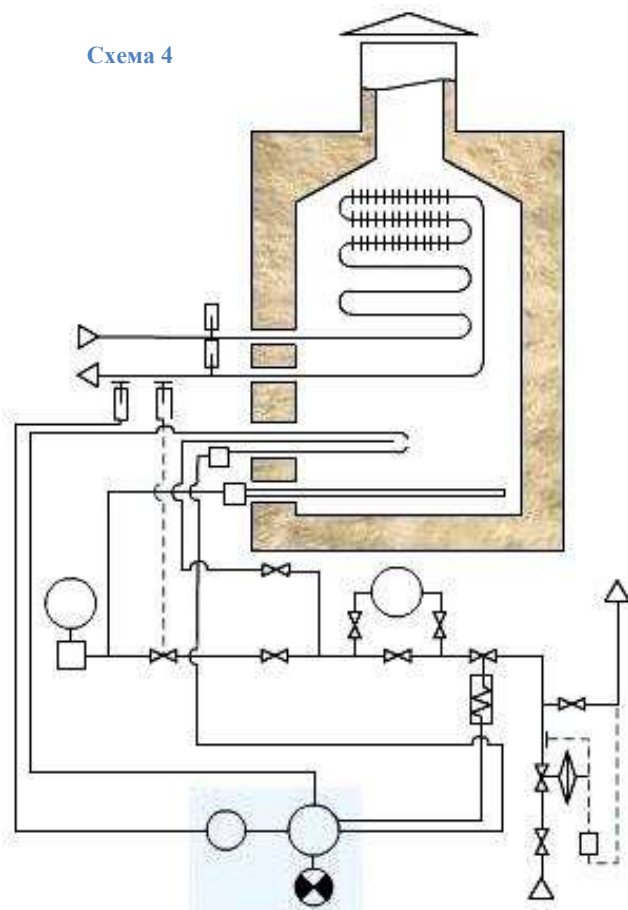
Циклоны просты в разработке и изготовлении, надёжны, высокопроизводительны, могут использоваться для очистки агрессивных и высокотемпературных газов и газовых смесей. Недостатками являются высокое гидравлическое сопротивление, невозможность улавливания пылей с малыми размерами частиц и малая долговечность (особенно при очистке газов от пылей с высокими абразивными свойствами). [6]



УЗЕЛ ПОДОГРЕВА ГАЗА ГРС.

Работа подогревателя прямого действия (схема 4).

Топливный газ давлением $0,3 \div 1,2$ МПа поступает в подогреватель через входной вентиль и редуцируется регулятором давления до давления 200 мм. вод. столба. Далее газ проходит через электромагнитный клапан и блок учета, состоящий из счетчика (типа РГ-1 рисунок 11) и клапанов.



Далее газовый поток разделяется на два: основной поток газа через клапан К4 и регулятор температуры поступает в горелку; вспомогательный поток газа через кран К5 идет к контрольно-запальному устройству.

Давление топливного газа перед горелкой измеряется напоромером (типа НМП-52). Включение и выключение напоромера осуществляется тумблером.

Терморегулятор осуществляет защиту подогреваемого газа от перегрева.

Действие терморегулятора двухпозиционное «ОТКРЫТО» или «ЗАКРЫТО». При достижении температуры подогреваемого газа до 58°C терморегулятор отсекает подачу газа в горелку.

Это ведет к остыванию огневой камеры, т.е. к понижению температуры газа проходящего через змеевик.

При понижении температуры газа до 40°C регулятор вновь срабатывает (открывается) и подача топливного газа к горелке возобновляется.

Подогреватель работает следующим образом: топливный газ под давлением $0,6$ МПа поступает в газорегуляторную установку, где его давление снижается и поддерживается на заданном уровне $30 \div 69$ кПа. Откуда газ подается в блок горелок, находящийся в топке, где сгорает. Продукты сгорания проходят через пучок труб теплогенератора. Теплота продуктов сгорания через стенки труб передается промежуточному теплоносителю. После выхода их труб продукты сгорания удаляются через дымоход в атмосферу.[1]

СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ ДЕТАЛИ И ЭЛЕМЕНТЫ ТРУБОПРОВОДА

Ротационные счетчики типа РГ.

Приборы, способные измерять суммарный расход газа за определенный промежуток времени называются счетчиками. Объемное измерение в счетчиках осуществляется вследствие вращения двух роторов за счет разности давления газа на входе и выходе. Для вращения роторов необходимый перепад давления в счетчике составляет до 300 Па. Эти перепады позволяют использовать эти счетчики даже на низком давлении. Предприятия в нашей стране выпускают счетчики РГ-40-1, РГ-100-1, РГ-250-1, РГ-400-1, РГ-600-1 и РГ-1000-1 на номинальные расходы газа от 40 до 1 000 м³/ч и давление не более 0,1 МПа. Возможно применение параллельной установки счетчиков.

Состав ротационного счетчика РГ таков: корпус 1 (рисунок 11), два профилированных ротора 2, коробка зубчатых колес, редуктор, счетный механизм и дифференциальный манометр 3. В рабочую камеру газ поступает через входной патрубок. Размещенные роторы на территории рабочей камеры приводятся во вращение под действием давления протекающего газа.

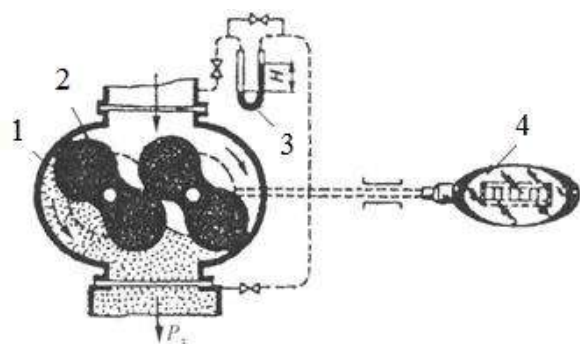


Рисунок 11. Схема ротационного счетчика типа РГ: 1 - корпус счетчика, 2- роторы, 3- дифференциальный манометр, 4- счетный механизм.

В процессе вращения роторов между одним из них и стенкой камеры образуется замкнутое пространство, заполненное газом. При вращении ротора газ выталкивается в газопровод. Учет количества газа, проходящего через счетчик, происходит по средствам передачи каждого поворота ротора через коробку зубчатых колес и редуктор

счетному механизму. Процесс подготовки ротора к эксплуатации происходит следующим образом. Для начала снимают верхний и нижний фланцы, промывают роторы мягкой смоченной в бензине кистью, при этом, чтобы не повредить шлифованную поверхность, поворачивая их деревянной палочкой. Затем заливают бензин через верхнюю пробку, проворачивают роторы несколько раз, сливая бензин через нижнюю пробку, таким образом, промывают обе коробки зубчатых колес и редуктор. Далее в коробки зубчатых колес, редуктор и счетный механизм заливают масло; в дифференциальный манометр счетчика заливают соответствующую жидкость; соединяют фланцы и

проверяют счетчик путем пропускания через него газа, после чего замеряют перепад давлений. Затем проверяют работу счетного механизма и прослушивают работу роторов, которые должны вращаться бесшумно. В процессе технического осмотра необходимо проследить уровень масла в коробках зубчатых колес, редукторе и счетном механизме, замерить перепад давления, проверить на плотность соединения счетчиков. Счетчики устанавливают на вертикальных участках газопроводов так, чтобы поток газа направлялся через них сверху вниз.[7]

Задвижка клиновая с выдвижным шпинделем.

Задвижки стальные литые клиновые (рисунок 12) с выдвижным шпинделем 30с41нж предназначены для установки в качестве запорной арматуры на технологических трубопроводах, транспортирующих воду, нефть, неагрессивные нефтепродукты, пар, газообразные среды. Применение задвижек согласовывается при заказе.

Условное давление PN – 1,6 МПа. Задвижка 30с41нж

Температура рабочей среды — не более +350° С.

Присоединение к трубопроводу – фланцевое по ГОСТ 12815.

Вид управления – ручной привод.

Установочное положение задвижки — вертикальное.

Допускается отклонение от вертикали до 90° в любую сторону.

Не допускается использование задвижки для регулирования параметров расхода.

Рабочее положение задвижки может быть только полностью открытое или закрытое.

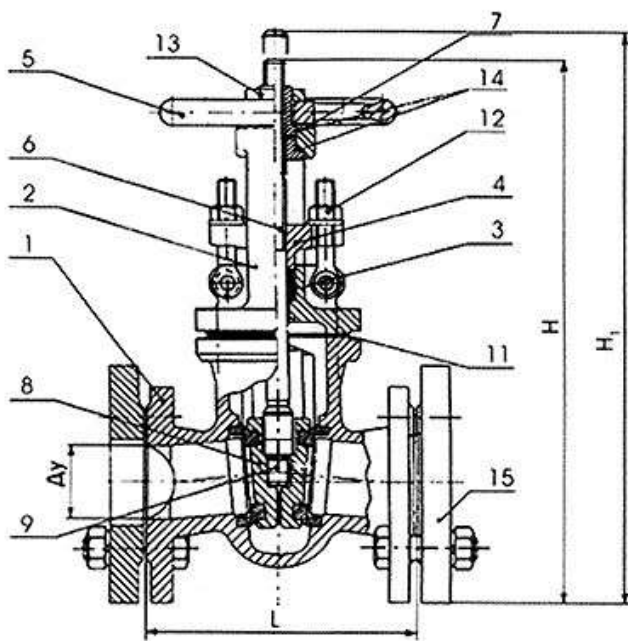


Рисунок 32. 1 – корпус; 2 - крышка; 3 - набивка или графитовые кольца; 4 - крышка сальника; 5 – маховик; 6 – шпиндель; 7 - гайка шпинделя; 8 – диск; 9 – палец; 10 - шайба для регулирования расстояния между дисками (при необходимости регулирования); 11 – прокладка; 12, 13 – гайка; 14 - подшипники упорные; 15 - ответные фланцы (при поставке задвижек в комплекте с ответными фланцами и крепежными деталями).

Уплотнительные поверхности корпуса и клина наплавлены высоколегированной сталью, что позволяет длительно эксплуатировать задвижки с заданной герметичностью. По исполнению запорного органа задвижки изготавливаются с затвором в виде двухдискового клина, что значительно снижает ве-

роятность заклинивания затвора при колебаниях температуры рабочей среды. Высокое качество задвижки подтверждается сертификатом системы качества.

Кран шаровой.

Кран 11627п (кран 11627п1) шаровой муфтовый латунный используется как запорное и регулирующее устройство для полного перекрытия потока рабочей среды (рисунок 13). Кран латунный широко применяется на трубопроводах при сжатого воздуха, природного газа, и сред, нейтральных по отношению к деталям кранов (температура в пределах - 60 °С до +50 °С).

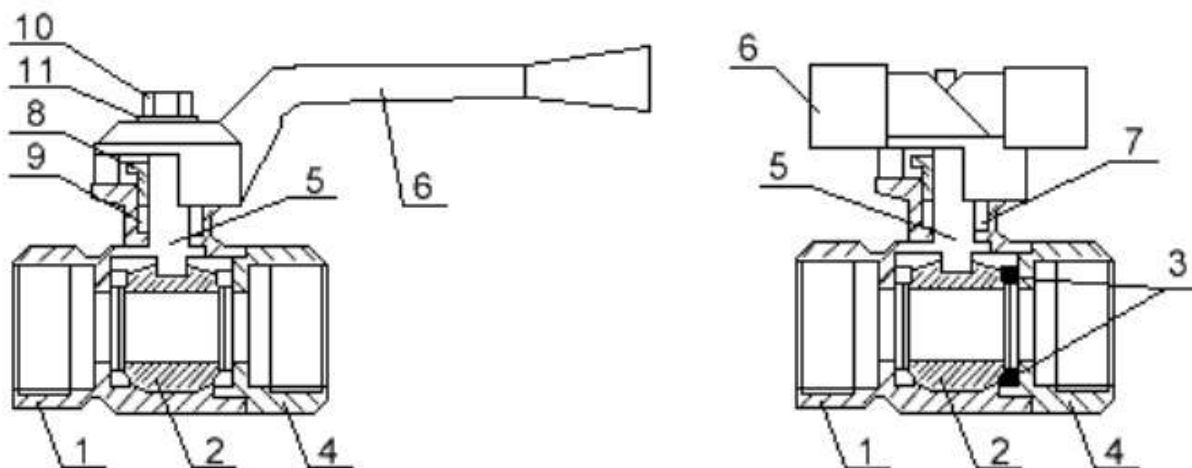


Рисунок 13. 1 - корпус, 2 шар, 3 - седло, 4 - муфта, 5 - шпindelь, 6 - ручка, 7 - прокладка, 8 - гайка, 9 - кольцо уплотнительное, 10 - винт, 11 - шайба.

Конструкция крана 11627п и крана 11627п1 очень надежна, и в то же время, проста в применении. Запорный элемент крана - шар, с проходным сечением, расположен в центральной литой сферической части, к которой приварены цилиндрические концевые соединения. В конструкции шара выполнены упоры, при помощи которых шар поворачивается на четвертую часть оборота и перекрывает или открывает поток рабочей среды. Максимальную прочность обеспечивает цельносварная компактная сферическая форма крана, это показали испытания на изгиб и сжатие. В трубопроводах шаровые краны - одни из самых надежных деталей.

Краны 11627п (11627п1) производятся из высококачественной латуни методом литья под давлением. Это обеспечивает им повышенную прочность и долговечность. Если учитывать замену уплотняющей втулки, краны 11627п (п1) выдерживают около 10000 циклов поворота. Срок гарантии с момента ввода в эксплуатацию или со дня продажи - 1,5 года.

По своему назначению краны латунные 11627п (11627п1) выпускаются нескольких модификаций: для пара и воды, для природного газа. Кроме этого,

выпускаемые серии, имеют различия:

- по условному проходу (со стандартным проходом, с полным проходом);
- по типам присоединения (муфта-резьба, муфта-муфта, резьба-резьба, штуцер-муфта);
- по видам рукоятки ("бабочка", рычаг).

Фланцы

Изолирующее фланцевое соединение (См. рисунок 14)) – это элемент трубопроводной системы, который используется для защиты трубопроводов от электрохимической коррозии.

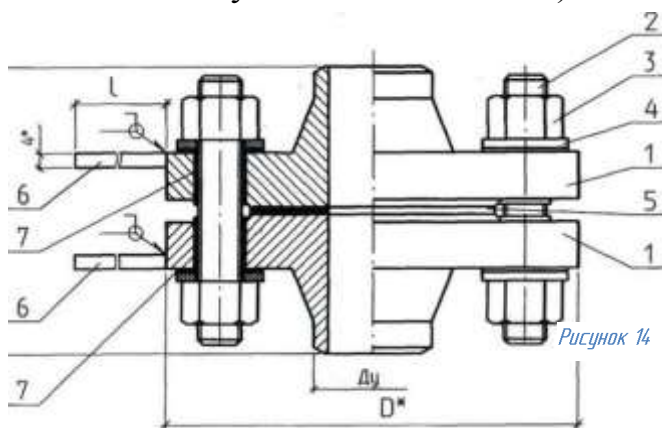
Электрохимическая коррозия трубопроводов – результат воздействия электрических токов земли (их еще называют блуждающими токами). Такая коррозия разрушает металл, способствует образованию трещин, что в свою очередь может вызвать аварийные ситуации (утечка газа, воды, нефти и т. п.).

Рабочей средой, транспортируемой через изолирующие фланцевые соединения являются диэлектрические жидкости и газы с избыточным давлением не более 7,0 МПа (70 кгс/см²).

Согласно «Правилам устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» собранные ИФС должны пройти электрические и гидравлические испытания. Собранное изолирующее фланцевое соединение испытываются в сухом помещении мегомметром при напряжении 1000 В.

При электрических испытаниях изолирующие фланцы, проверяются как во влажном, так и в сухом состоянии специальным прибором - мегомметром. Для гидравлических испытаний на прочность и плотность соединения используется метод опрессовки водой на специальном стенде. Опрессовка производится гидравлическим ручным насосом.

На рисунке5 показано: 1- фланец, 2 -шпилька, 3 - гайка, 4 - изолирующая втулка, 5 - изолирующаякладка, 6 - крепление, 7 - втулка.



СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И МАТЕРИАЛОВ.

1. <http://www.itrain.ru/> Itrain: Система дистанционного обучения и электронные курсы.
2. А.А. Данилов, А.И. Петров «Газораспределительные станции».- СПб.: Недра, 1997.- 240 с.
3. СНиП 2.05.06-85 «Магистральные газопроводы».
4. ВРД 39-1.10-006-2009. «Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов».
5. В.Н. Александров, А.И. Гольянов, Г.Е. Коробков, Б.Н. Мастобаев, А.М. Шаммазов, «Проектирование и эксплуатация насосных и компрессорных станций», Москва, «Недра», 2003-404 с.
6. <http://dic.academic.ru/> Академик. Словари и энциклопедии.
7. <http://www.uchetgaza.ru/> Учет газа.
8. <http://www.12821-80.ru/> Инженерный союз.
9. <http://gassystems.ru/> ЗАО Газовые системы.