

УПРАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССОМ ТРАНСПОРТА ГАЗА ПО МАГИСТРАЛЬНОМУ ГАЗОПРОВОДУ

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМОМ РАБОТЫ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА.

Характерные особенности технологического процесса транспорта газа определяются:

- непрерывностью процесса;
- территориальной рассредоточенностью объектов магистрального газопровода (МГ).

Магистральный газопровод характеризуется в общем случае **неустановившимся движением газа**, когда давление p , температура T и расход Q газа изменяются во времени в любом узле газотранспортной системы (ГТС).

На режим работы МГ накладываются два основных вида воздействий:

- неравномерность газопотребления;
- изменение расходуемой мощности на компримирование газа.

Следовательно, *принципы управления режимом транспорта газа* должны быть следующими:

- устранять возмущения как можно ближе к потребителям, чтобы возможно большую часть ГТС эксплуатировать в режиме близком к стационарному;
- эксплуатировать ГТС при максимально возможном давлении;
- подавать газ на газораспределительные станции (ГРС) с минимальным запасом давления, так как излишнее давление будет бесполезно потеряно при редуцировании, что вызовет только дополнительное охлаждение газа.

Перечисленные условия являются зависимыми, одновременное их выполнение невозможно, кроме того, они отражают только тенденцию развития **управления на основе оптимизационного подхода**.

Оперативное диспетчерское управление режимом МГ заключается главным образом в выполнении двух основных функций:

- контроль и регулирование поступления и распределения газа при заданном технологическом режиме транспорта;
- распределения заданных количеств газа при **минимальных энергетических** или **стоимостных затратах**, с учетом технологических ограничений и фактора надежности.

Выполнение этих функций связано с получением и обработкой больших объемов информации и решением определенного круга задач оптимизационного характера.



Задачи управления процессом транспорта газа

Обеспечение поступления газа в требуемых количествах.

Газ в систему газопроводов может поступать от газовых промыслов или от другой ГТС.

Если месторождение работает с поддержанием на выходе установки комплексной подготовки газа максимально допустимого давления, то количество газа, поступающего в газопровод, определяется в основном режимом работы головной КС и в меньшей степени режимом промежуточных КС.

Аналогичное положение имеет место, если максимально допустимое давление поддерживается на выходе последней КС газопровода-источника.

При необходимости изменения отбора газа должен быть выполнен расчет режима работы ГТС с учетом зависимости давления p на входе головной КС от поступления газа Q , а также с учетом режима добычи, подготовки и транспорта газа на газовом промысле.

В результате расчета определяется число и схема работы газоперекачивающих агрегатов на КС, давление p и температура T газа в узловых точках системы с передачей управляющих сообщений на КС для их реализации.

Расчет, контроль и управление режимом работы ГТС производятся с учетом технологических ограничений, обусловленных прочностными, газодинамическими и температурными характеристиками трубопроводов и компрессорных агрегатов.

В число этих ограничений входят:

- пределы по потреблению газа $q_{\min}$, $q_{\max}$;
- максимальное рабочее давление $p_{\max}$;
- максимально допустимая температура потока газа $T_{\max}$;
- минимальная и максимальная объемная производительность на входе нагнетателей ГПА $Q_{\text{вс}}_{\min}$, $Q_{\text{вс}}_{\max}$;
- максимальное и минимальное значение частоты вращения компрессора $n_{\max}$ и $n_{\min}$;
- максимально допустимая нагрузка на валу привода $N_{\max}$;
- минимально допустимое давление на входе ГРС $p_{\min}$.

Контроль за потреблением газа $q_{i \min} \leq q_i \leq q_{i \max}$

В условиях пониженного спроса на газ контроль сводится к обеспечению максимально возможной подачи газа обычным и буферным потребителям.

При повышенном спросе на газ, не обеспечиваемом добывными возможностями газовых промыслов и производительностью магистрального газопровода, контроль и регулирование газопотребления становится одной из главных задач диспетчерской службы.

Объем поступления газа в ГТС, как правило, сбалансирован с плановым распределением потребления.

Однако в ряде случаев плановые значения подачи газа потребителям ниже фактических потребностей в газовом топливе.

В этих условиях потребители стремятся к **максимальному отбору газа**, который техническими средствами ограничить достаточно сложно, поскольку регуляторы давления на ГРС допускают значительные увеличения расхода газа, а снижение уставки выходного давления на ГРС может привести к **опасному понижению давления в газовой сети потребителя**.

Для обеспечения газоснабжения всех потребителей на уровне плановых заданий **требуется постоянный контроль за газопотреблением**, особенно по трассе газопроводов, и воздействие на потребителей с целью их относительно равномерного ограничения.

Сверхплановый отбор газа потребителями, не обеспеченный поступлением газа, приводит к **быстрому снижению** надежности газоснабжения.

Так как производительность ГПА падает при снижении давления на всасывании $p_{\text{вс}}$, то форсированный отбор газа из газгольдерной емкости трубопровода приводит к необходимости (в качестве первой меры) повышения частоты вращения ГПА, а затем - включения в работу дополнительных ГПА до тех пор, пока весь парк машин КС не будет загружен.

При аварийном отключении части ГПА или нитки газопровода на одном из участков производительность восстанавливается только после повышения давления в системе, т.е. увеличения запаса газа в трубах.

Это происходит за счет временного сокращения газопотребления, что в условиях напряженного топливного баланса может привести к тяжелым последствиям.



Общая картина баланса газа, т.е. поступление, потребление, отбор или закачка газа в подземные хранилища газа (ПХГ), изменение количества газа в газгольдерной емкости трубопровода, расход на собственные нужды, должна контролироваться не по завершении суточного цикла работы, а по крайней мере с часовой периодичностью, что обеспечит эффективность оперативного управления.

Контроль за соответствием потребления и количества газа может осуществляться по изменению количества газа, аккумулированного в ЛУ газопроводной системы.

Расчет запаса газа должен выполняться с той же периодичностью, что и сбор данных о фактическом газопотреблении для представления диспетчеру при оперативном контроле и управлении.

Оперативный контроль баланса подачи газа может быть осуществлен только в том случае, если одновременно с параметрами компримирования поступают и прогнозируются данные об отборе q_i всеми или большинством потребителей, рассчитывается и прогнозируется изменение запаса газа на участках газопровода и в системе в целом.

Тогда становится возможным своевременное обнаружение изменения отбора газа конкретными потребителями, оценка влияния этого изменения на количество газа, аккумулированного в газопроводе, и на режим работы КС и принятие необходимых мер по обеспечению надежного газоснабжения при минимальном расходе мощности на компримирование.

Максимально допустимое давление $p_{\max}$ в газопроводе.

Давление в газопроводе определяется прочностными характеристиками металла труб, толщиной стенки и диаметром трубопровода, условиями его сооружения.

В соответствии с существующими нормативами допустимое рабочее давление зависит от давления, при котором газопровод был испытан на прочность.

По ряду причин испытательное давление может быть ниже $p_{\max}$ по условиям прочности, и в этом случае допустимое рабочее давление $p_{\max}$ также снижается.

При этом осуществляют автоматический контроль и регулирование давления p_n в начале каждого линейного участка магистрального газопровода с помощью регуляторов давления.

Регулирование давления может осуществляться за счет байпасирования части газа с выхода на вход КС, но при этом снижается экономичность транспорта газа.

Наиболее экономичным методом поддержания p_n в заданных пределах является изменение режима работы ГПА за счет:

- изменения числа работающих машин;
- схемы их включения;
- частоты вращения привода нагнетателей.

При этом новый режим должен быть заранее проверен на технологические ограничения допустимой мощности N_{max} на валу привода ГПА и минимальной объемной производительности $Q_{вс min}$ на входе нагнетателя.

Если возможности экономичного изменения режима исчерпаны, а давление продолжает приближаться к опасному пределу, применяют байпасирование как временную меру, пока не будет изменен режим работы соседних КС таким образом, чтобы поддержание давления в допустимом диапазоне могло быть осуществлено при минимальных затратах мощности на компримирование.

Необходимо также отметить важность прогнозирования режима работы газопровода для выбора наиболее экономичного пути снижения p_n на конкретной КС.

Так, если можно ожидать, что повышение давления по характеру газопотребления будет кратковременным, то при нерегулируемом приводе более выгодным может оказаться байпасирование либо дросселирование на входе КС, чем отключение части машин с последующим включением.

Таким образом, **задача поддержания давления** в газопроводе в пределах заданного уровня тесно связана с **контролем других параметров, с задачами прогнозирования газопотребления и режима работы газопровода и оптимизации !!!**

Без использования управляющих вычислительных систем изменение **p_n** осуществляется зачастую весьма неэкономичными средствами.

Максимально допустимая температура $T_{\max}$ газа.

Температура транспортируемого газа определяется температурой размягчения или разрушения противокоррозионной изоляции газопровода и ограничена спецификациями на изоляционные материалы.

Однако в некоторых случаях на первый план могут выступать факторы температурных деформаций трубопровода.

При недостаточно жестком заземлении трубопровода грунтом и отсутствии специальных компенсаторов температурные деформации могут достигать опасных значений при относительно невысокой температуре газа (меньше по значению, чем допускается из условия сохранения изоляции).

В таких ситуациях $T_{\max}$ определяется на основании анализа деформации газопровода при различной температуре газа по эксплуатационным данным.

Регулирование температуры газа может осуществляться практически только на КС.

Поэтому необходимо знать зависимость температуры в наиболее слабом (с точки зрения деформации) пункте газопровода от:

- температуры газа на выходе КС в начале линейного участка;
- производительности газопровода;
- температуры грунта и т.д.

При наличии аппаратов воздушного охлаждения на выходе КС температура может регулироваться изменением режима охлаждения потока газа, без какого-либо вмешательства в процесс компримирования газа.

Однако АВО не позволяют форсировать режим работы системы охлаждения потока газа.

Единственным средством уменьшения температуры газа на выходе КС, оборудованной АВО, является понижение суммарной степени сжатия газа на КС.

Это следует из соотношения:

$$T_H = T_{BC} \varepsilon^{(k-1)/(k\eta)}$$

где T_H - температура газа на выходе станции, К;
 T_{BC} - температура газа на входе станции, К;
 ε - степень сжатия газа на КС;
 η - политропический КПД сжатия газа;
 k - показатель адиабатического сжатия газа.

Однако, снижение степени сжатия газа ε на одной КС до заданного значения независимо от метода, с помощью которого оно будет реализовано, приводит к уменьшению производительности всего МГ, которая может быть компенсирована частично или полностью только за счет увеличения ε других КС, что приводит к **дополнительным энергетическим затратам.**

Минимальная объемная производительность $Q_{\text{вс min}}$
на входе нагнетателя.

Она лимитируется требованием **10 %-ного** удаления от границы **помпажа**.

Поскольку помпаж нагнетателя может привести к осевому сдвигу ротора, выплавлению подшипников и необходимости ремонтных работ, производительность $Q_{\text{вс}}$ должна постоянно контролироваться.

Приборы контроля $Q_{\text{вс}}$, включающие противопомпажный клапан, предназначены для использования в схемах локальной автоматики ГПА.

Если однотипные нагнетатели с одинаковым рабочим колесом работают последовательно, достаточно контролировать $Q_{\text{вс}}$ только последнего в группе нагнетателя, так как его производительность всегда наименьшая.

При параллельном включении разнотипных нагнетателей в худших условиях будет находиться агрегат, характеристика которого в координатах $Q_{\text{вс}}$ - ε ниже остальных.

Параллельно-последовательное включение нагнетателей представляет собой наиболее сложный случай при контроле $Q_{\text{вс}}$.

Поэтому при всяком изменении режима необходимо расчетным путем заранее определить $Q_{\text{вс}}$ каждого ГПА.

Однако контроль $Q_{\text{вс}}$ по ε неэффективен, так как при разных частотах вращения привода одно и то же значение ε может соответствовать как нормальному режиму, так и помпажу.

Повышение $Q_{\text{вс}}$ достигается уменьшением числа работающих ГПА, увеличением отбора газа по следующей КС (последнее приводит к снижению $p_{\text{н}}$ на выходе нагнетателей), байпасированием потока газа.

Уменьшение частоты вращения только ухудшит положение, так как в первый момент $p_{\text{вс}}$ КС не успеет измениться и переход на пониженные частоты при $\varepsilon = \text{const}$ будет соответствовать уменьшению $Q_{\text{вс}}$.

Увеличение частоты вращения, если имеется резерв, позволит несколько отойти от помпажной зоны.

Число работающих ГПА может быть сокращено только в том случае, если в новом режиме не будет превышена допустимая мощность N_{max} , что должно быть проверено предварительным расчетом.

Если уменьшить число работающих ГПА на данной КС нельзя из-за ограничения по $N_{\max}$, то в качестве временной меры применяется байпасирование.

В то же время необходимо изменить режим работы других КС таким образом, чтобы на этих КС в новом режиме не требовалось применение столь неэкономичных методов, как байпасирование.

Диапазон возможного изменения частоты вращения привода $n_{\min} \leq n \leq n_{\max}$

Частота вращения (входит в число паспортных данных ГПА) является средством регулирования режима, ее значение выбирается при расчете так, что практически исключается возможность нарушения ограничений.

Кроме того, в систему защиты ГПА входят приборы по защите от превышения $n_{\max}$.

Ограничение по допустимой мощности $N_{\max}$ на валу привода.

Этот параметр является одним из основных факторов, определяющих возможный диапазон регулирования производительности МГ.

Одновременно с этим, текущее значение $N_{\max}$ затрудняет долгосрочное прогнозирование режима транспорта газа, так как для газотурбинных агрегатов $N_{\max}$ на валу привода:

- зависит от температуры воздуха;
- изменяется во времени (возрастает после проведения ремонта проточной части турбины и осевого компрессора и снижается в процессе эксплуатации между двумя ремонтами);
- не измеряется непосредственно.

Для электроприводных ГПА $N_{\max} = \text{const}$ не зависит от времени и непрерывно контролируется по приборам путем непосредственных измерений.

Превышение $N_{\max}$ может привести к выходу из строя ГПА на длительный срок.

Контроль за фактически потребляемой мощностью и имеющимся резервом мощности необходим для:

- обеспечения безаварийной работы КС в режиме с фиксированной схемой включения машин;
- для оценки возможности изменения режима за счет плавного или дискретного регулирования производительности КС (изменением частоты вращения, числа работающих ГПА и схемы их соединения).

В процессе работы газопровода в статическом режиме (с точки зрения числа и схемы включения ГПА) необходимо учитывать колебания мощности, являющиеся следствием нестационарного течения газа, особенно на последних участках газопровода.

Контроль удаленности фактической нагрузки ГТУ от допустимой осуществляется косвенно по температуре продуктов сгорания перед турбиной высокого давления ТВД, которая не должна превышать заданного значения.

Фактическое значение потребляемой нагнетателем мощности может быть определено по газодинамическим характеристикам нагнетателя.

Располагаемая (допустимая) мощность газотурбинной установки в данный момент времени при неизменной температуре воздуха $T_{\text{ВОЗ}}$ представляет собой сумму потребляемой нагнетателем мощности и ее резерва.

Резерв мощности пропорционален разности допустимой и фактической температуры продуктов сгорания перед турбиной.

Коэффициент пропорциональности определяется периодически при выходе машины на холостой ход.

Постоянная оценка фактической и располагаемой мощности необходима для оценки возможностей изменения режима.

Если располагаемая мощность не превышает, можно приступить к перестройке режима.

В противном случае надо искать другие варианты режима газопровода, дающие необходимый эффект, но соответствующие требованиям, которые связаны с ограничением потребляемой мощности.

Рассмотренные технологические факторы являются основой для построения алгоритмов обработки информации и управления МГ.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА НА КС

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС НА КС

Шесть компрессорных станций газопровода Уренгой - Челябинск оборудованы газоперекачивающими агрегатами "КОБЕРРА-182", в частности – КС "Богандинская".

Каждая КС состоит из семи агрегатов.

При номинальных рабочих условиях работают пять агрегатов, два - находятся в резерве.

При высокой температуре окружающей среды может потребоваться работа шести агрегатов.

Каждый газоперекачивающий агрегат "КОБЕРРА-182" рассчитан на выходную мощность **11900 кВт**.

Максимальное давление нагнетаемого газа составляет **7,62 МПа** при давлении всасывания **5,07 МПа**.

Общая производительность каждой компрессорной станции составляет **110 млн.м³ /сут.**

Схема автоматизации КС

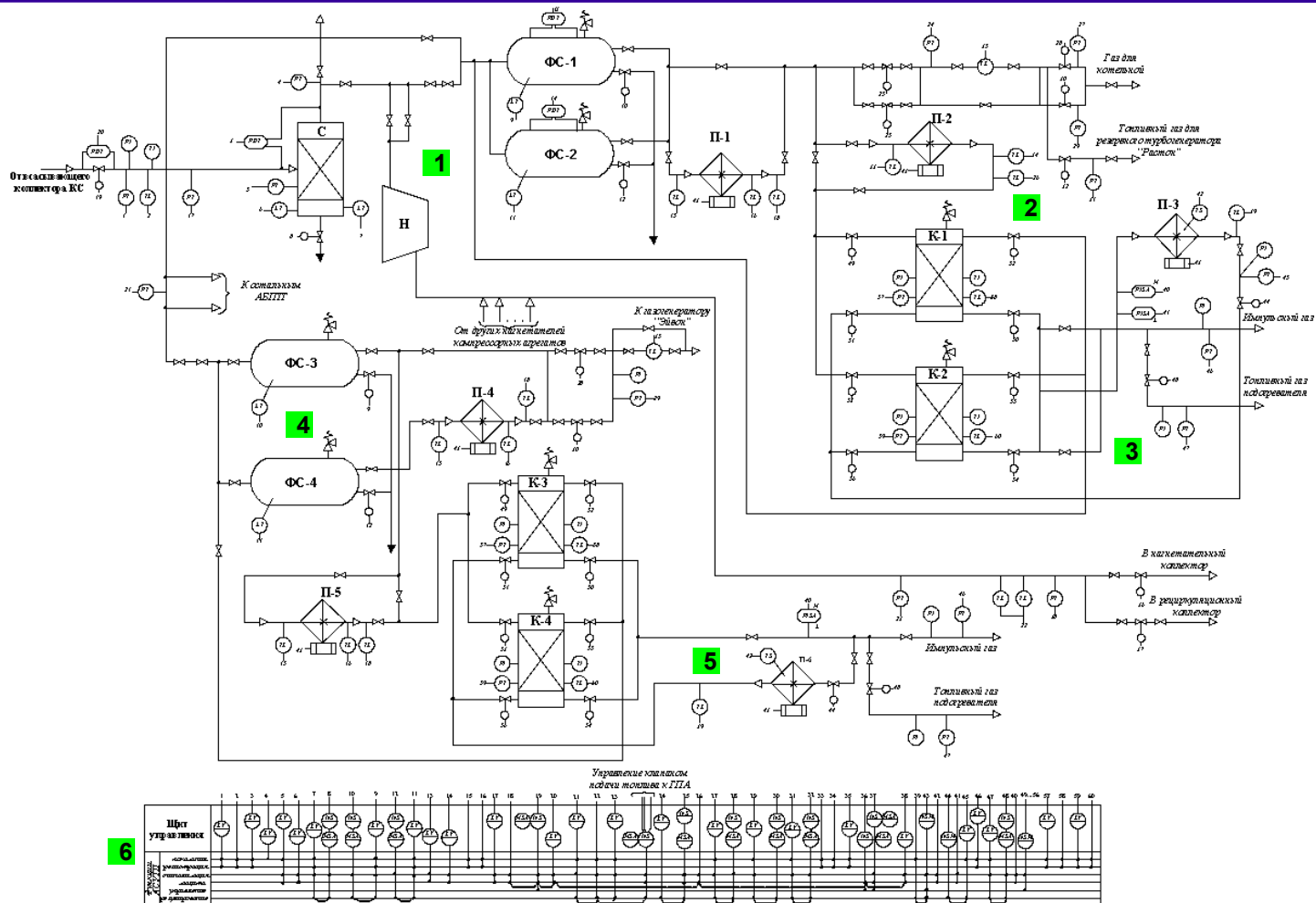


СХЕМА 1

Поток газа из всасывающего коллектора КС поступает для компримирования в нагнетатели *Н* через скрубберы *С*.
Скрубберы *С* предназначены для удаления влаги и механических примесей из газа.
Скруббер представляет собой цилиндрический сосуд высокого давления, расположенный вертикально.
Номинальное давление газа в скруббере равно **5,07 МПа**, максимальное расчетное давление составляет **8,4 МПа**.
Расчетная температура газа в скруббере составляет от **-50** до **+120 °С** при номинальной температуре **+15 °С**.
При очистке газа в скруббере происходит удаление всех жидких и твердых частиц размером свыше 8 мкм.
Между всасывающим и нагнетательным фланцами скруббера установлен манометр перепада давлений, по которому определяют гидравлические потери в скруббере.
Уровень жидкости в скруббере поддерживается с помощью регулятора уровня, который воздействует на дренажный клапан при превышении допустимого уровня жидкости.



СХЕМА 1

После скруббера *С* и нагнетателей *Н* сжатый газ поступает в нагнетательный коллектор КС.

Станционный блок подготовки топливного газа (СБПТГ) предназначен для обеспечения кондиционным топливным газом резервного турбогенератора "РАСТОН", подачи топлива для котельной и станционного подогревателя, а также для обеспечения импульсным газом общестанционных кранов.

После поступления в блок подготовки газ сначала проходит через фильтр-сепаратор, в котором удаляются твердые и жидкие частицы размером **0,5 мкм** и более.

В блоке имеется два таких фильтра, один рабочий **ФС-1** и один резервный **ФС-2**.

Фильтры-сепараторы рассчитаны на максимальное давление **8,4 МПа** при минимальной **+15 °С** и максимальной температуре **+120 °С**.

В **ФС-1** (**ФС-2**) осуществляется контроль и сигнализация верхнего уровня перепада давления на фильтрующих элементах, а при превышении уровня конденсата производится его сброс в дренажные емкости.



СХЕМА 1

Очищенный газ после фильтра-сепаратора направляется в стационарный подогреватель П-1 с электрическим подогревом, а затем возвращается обратно в блок подготовки с температурой не ниже **+20 °С**.

Подогреватель рассчитан на номинальную температуру газа на входе **-5 °С** при номинальном давлении **7,65 МПа**.

Далее часть потока газа после П-1 с давлением **7,65 МПа** редуцируют до давления **3,5 МПа** и разделяют на два потока.

Давление одного из потоков уменьшается до **0,6 МПа** для подачи топливного газа в котельную и для других топливных нужд.

Другой поток газа с давлением **1,37 МПа** используется в качестве топлива резервным турбогенератором "РАСТОН".

При редуцировании осуществляется контроль температуры и давления потоков газа, измерение расхода газа на нужды КС.



СХЕМА 1

Второй поток газа после *П-1* поступает в систему осушки.

При включении блока осушки в работу газ первоначально проходит через электрический подогреватель *П-2*.

При нормальных рабочих условиях газ подается на адсорбционные колонны *К-1* и *К-2*, минуя электрический подогреватель *П-2*.

Адсорбционные колонны *К-1* и *К-2* представляют собой сосуды высокого давления, наполненные цеолитовыми шариками.

Две адсорбционные колонны эксплуатируются поочередно одна в технологическом режиме осушки, а другая в режиме регенерации и подготовки к эксплуатационному режиму осушки.

СХЕМА 1

В колонне, работающей в **режиме осушки**, газ протекает сверху вниз через слой шариков, которые адсорбируют влагу, содержащуюся в газе.

Продолжительность работы адсорбера в режиме осушки составляет 7 дней, после чего его следует переключать на регенерацию.

При **регенерации** определенное количество сухого газа подается в подогреватель П-3, где газ подогревается до температуры **230 °С**.

Затем газ поступает в аппарат, поставленный на регенерацию, например, К-1.

После аппарата насыщенный влагой газ поступает в фильтр-сепаратор ФС-1 (ФС-2), где от газа отделяется влага и последняя удаляется из системы.



СХЕМА 1

Время регенерации должно составлять **8 часов**, затем производится охлаждение адсорбента при выключенном подогревателе в течение **4 часов** с одновременной продувкой сухим газом.

После окончания охлаждения адсорбента следует заполнить восстановленную колонну газом.

Осушенный газ с давлением всасывания поступает на узлы управления общестанционных кранов (импульсный газ).

Система автоматизации К-1 и К-2 предусматривает автоматическое управление переключением кранов, контроль и регистрацию температуры и давления осушенного газа и газа регенерации.

СХЕМА 1

Агрегатный блок подготовки топливного газа (АБПТГ) предназначен для обеспечения топливным газом газогенератора "ЭЙВОН", подачи топливного газа для подогревателя узлов ГПА и для обеспечения импульсным газом кранов.

Каждый агрегат "КОБЕРРА-182" снабжен собственным блоком подготовки топливного и пускового газа.

При нормальных рабочих условиях газ подается на блок подготовки от специального отвода на главном всасывающем трубопроводе с номинальным давлением **4,95 МПа** и температурой **15 °С**.

Конструкция агрегатного блока аналогична конструкции стационарного блока подготовки пускового и топливного газа.



Система автоматического регулирования режима работы КС

Главным параметром при автоматическом управлении на каждой компрессорной станции является **давление газа на нагнетании**, которое поддерживается ПИ-регулятором на заданном уровне путем соответствующего одновременного изменения частоты вращения работающих ГПА.

Заданное значение давления нагнетания может регулироваться на месте или из центра дистанционного управления.

Давление нагнетания станции измеряется за газоохладителями и сигнал от датчика давления посылается в здание операторной.

СХЕМА 1

Два параметра могут воздействовать на систему управления для перерегулировки по давлению нагнетания:

- низкое давление на всасывании;
- или высокая температура газа на нагнетании, замеренная за газоохладителями.

Любой из этих двух параметров может вызвать управление частотой вращения нагнетателей посредством переменного сигнала перерегулировки.

Если при управлении КС по главному параметру **температура газа на нагнетании** превысит заданную величину, то управление режимом КС переходит на **ПИ-регулятор температуры газа на нагнетании**, который будет автоматически поддерживать данный регулируемый параметр, путем соответствующего одновременного изменения частоты вращения работающих ГПА.

СХЕМА 1

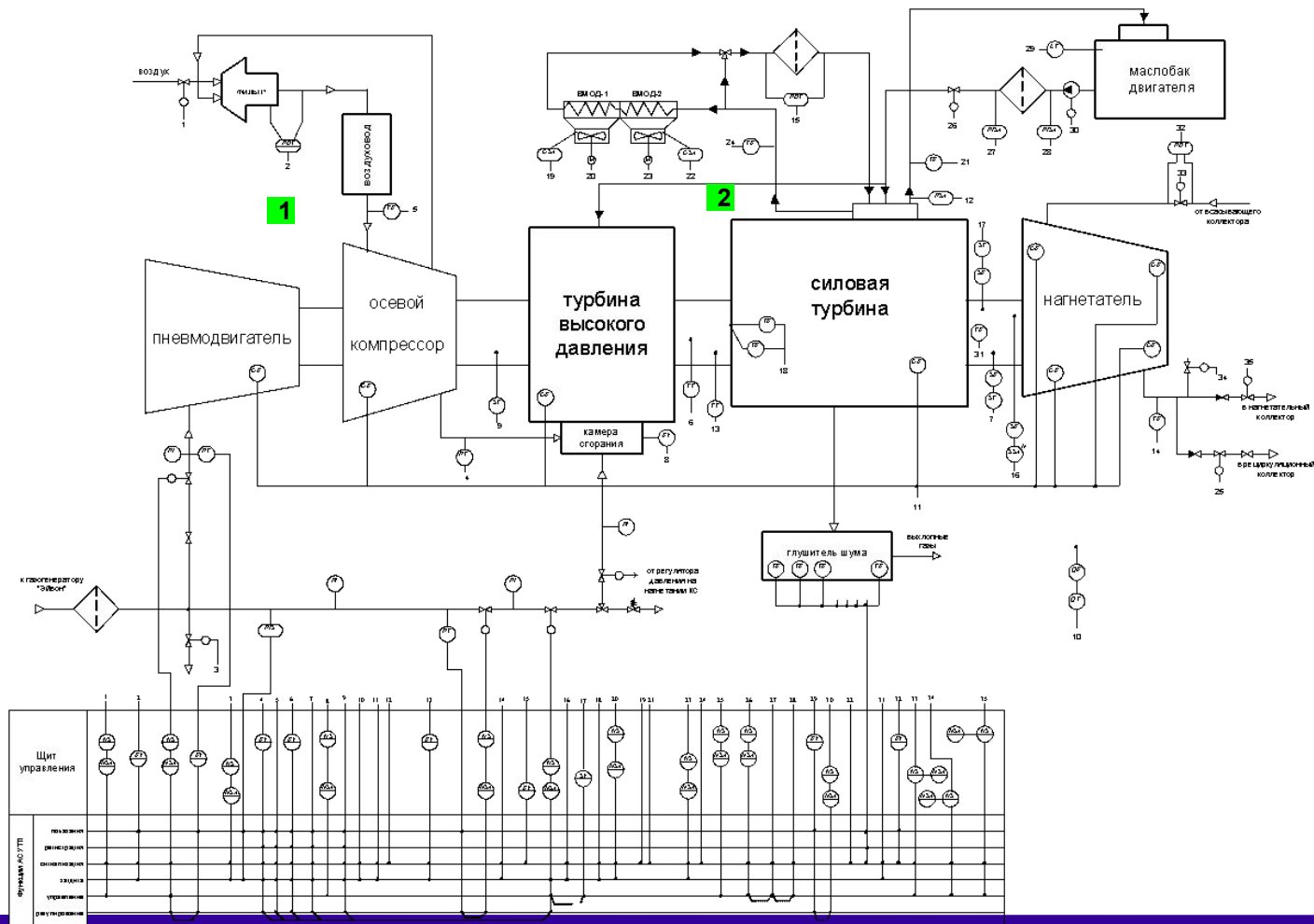
Если при управлении КС по давлению или по температуре газа на нагнетании, давление газа на всасывании КС понизится ниже допустимой величины, то **управление режимом КС переходит на ПИ-регулятор давления газа на всасывании**, который будет автоматически поддерживать данный регулируемый параметр, путем соответствующего, одновременного изменения частоты вращения работающих ГПА.

КС оборудована аппаратурой для замера и расчета общего потока газа по газопроводу.

Кроме производительности на станции замеряются **плотность газа, точка росы и его теплотворная способность.**

Анализаторы содержания влаги или точки росы и теплотворной способности передают сигналы на регистрирующий прибор, находящийся в здании операторной.

Схема автоматизации ГПА



Принцип работы и автоматизация ГПА

Coberra 182

Приводом нагнетателя является газотурбинная установка, состоящая из газогенератора авиационного типа **"ЭЙВОН-101"** и силовой турбины.

Ротор нагнетателя соединен с ротором силовой турбины через промежуточный вал.

Поток воздуха поступает в осевой компрессор газогенератора через систему воздушных фильтров и воздухопровод.

Воздух высокого давления после осевого компрессора поступает во встроенную камеру сгорания.

В камере происходит непрерывное горение топливной смеси при постоянном давлении, а продукты сгорания направляются на турбину высокого давления газогенератора и далее на силовую турбину.

СХЕМА 1

Отработанные продукты сгорания после силовой турбины выходят в атмосферу через выхлопную трубу с глушителем шума.

Раскрутка газогенератора до режима холостого хода осуществляется с помощью газового пневмодвигателя.

Газ на пневмодвигатель подается из агрегатного блока подготовки топливного и пускового газа.

Для предотвращения образования льда на входном направляющем аппарате осевого компрессора и в воздухозаборной камере предусмотрен обогрев горячим воздухом, отбираемым от осевого компрессора.

Пусковой и топливный газ поступает к двигателю **Avon** от агрегатного блока подготовки газа с номинальным давлением **3,52 МПа**.

СХЕМА 2

Газ проходит через фильтр, предназначенный для удаления механических примесей, которые могут попасть в поток газа на участке трубопровода от блока подготовки до агрегата.

После фильтра происходит разделение потока газа для пусковой и топливной системы ГПА.

На линии пускового газа перед пусковым пневмодвигателем установлен регулирующий клапан, с помощью которого поддерживается давление пускового газа **1,2 МПа** для обеспечения требуемой частоты вращения ротора газогенератора **7700 об/мин.**

Газ после фильтра поступает в коллектор топливного газа через клапан регулятора давления топливного газа и клапан модели "ВУДВОРД 1907" регулятора расхода топливного газа.

СХЕМА 2

Регулятор давления снижает давление топливного газа до **1,76 МПа**, а также по сигналу от щита управления агрегатом открывает или прекращает подачу газа в топливный коллектор.

При остановке агрегата происходит выпуск газа из топливного коллектора.

Для обеспечения смазки движущихся частей газогенератора предусмотрена подача масла из масляной системы.

Система регулирования подачи топлива.

Регулирование подачи топлива производится электрогидравлическим клапаном в соответствии с **частотой вращения силовой турбины** при условии, если нагрузка на силовую турбину **не превышает мощность** двигателя и частота вращения газогенератора не превышает **7500 об/мин.**

Если нагрузка на силовую турбину **превышает мощность** двигателя или частота вращения газогенератора равна или превышает **7500 об/мин**, то управляющий сигнала формируется в зависимости от сигнала, поступающего от датчика скорости (частоты вращения) газогенератора – ротора турбины высокого давления.

СХЕМА 2

При регулировании подачи топлива в зависимости от частоты вращения силовой турбины для формирования управляющего сигнала вводится **коррекция по температуре потока продуктов сгорания перед турбиной**.

При регулировании подачи топлива в зависимости от частоты вращения газогенератора для формирования управляющего сигнала вводится **коррекция по температуре наружного воздуха**.

В результате температурной коррекции максимальная выходная мощность двигателя постоянна при колебаниях атмосферных условий.

СХЕМА 2

Автоматическое управление газотурбинной установкой осуществляется в двух совершенно разных режимах.

Первый режим - это пуск и остановка газотурбинного агрегата.

Второй режим - стабилизация скорости вращения вала ТНД при изменяющейся нагрузке.

Два этих режима обеспечиваются двумя разными подсистемами - **подсистемой пуска и блокировок** и **подсистемой регулирования**.

В некоторые моменты обе эти подсистемы работают одновременно, будучи связанными через регулирующий клапан.

СХЕМА 2

При пусках ГПА по мере увеличения частоты вращения ротора газогенератора происходит возрастание давления воздуха за осевым компрессором и увеличение потока топливного газа.

Сигнал по давлению воздуха, подаваемого в камеру сгорания ГПА, является корректирующим для системы регулирования подачи топлива и используется для ускорения газогенератора.

Настройка программы ускорения может регулироваться таким образом, чтобы при запуске из горячего состояния время набора частоты вращения с момента зажигания до **5000 об/мин** газогенератора составляло **16 с**.

При этом температуру продуктов сгорания за турбиной газогенератора ограничивают на **495 °C**.

СХЕМА 2

Во время нормального пуска агрегата из холодного состояния схема управления последовательностью операций временно устанавливает на период прогрева силовой турбины (**30 мин**) частоту вращения ее ротора, равную приблизительно **1200 об/мин**.

При этом частота вращения ротора газогенератора составляет около **3300 об/мин**.

По окончании периода прогрева схема управления последовательностью пуска мгновенно изменяет уставку регулятору частоты вращения ротора силовой турбины от **1200 об/мин** до **4400 об/мин**.

СХЕМА 2

В процессе запуска агрегата и в течение его работы на номинальном режиме система управления подачей топлива выполняет различные функции в следующих режимах:

- обеспечение запальным газом в режиме зажигания;**
- обеспечение топливным газом в режимах ускорения до частоты вращения холостого хода и до приема нагрузки;**
- обеспечение топливным газом в режиме нагрузки в соответствии с величиной уставки частоты вращения силовой турбины;**
- ограничение потока топливного газа в пределах допустимых температур газогенератора и силовой турбины и в пределах максимально допустимых частот вращения роторов газогенератора и силовой турбины.**

Система контроля частоты вращения турбин ГПА

Для измерения частоты вращения роторов турбин высокого давления и силовой используется комплекс тахометрических преобразователей с сигнализаторами «Турбина».

Он выдает аналоговые сигналы постоянного тока **0 - 5 мА**, пропорциональные частоте вращения, и формирует импульсные сигналы для использования в системе защиты и управления ГПА.

Система контроля температуры элементов ГПА включает в себя несколько каналов:

- канал измерения индикации, сигнализации и защиты по средней температуре продуктов сгорания на выхлопе газогенератора;
- канал измерения, индикации и сигнализации по температуре воздуха охлаждения обода диска турбины;
- канал измерения, сигнализации и защиты по температуре воздуха охлаждения подшипников газогенератора;
- канал измерения, преобразования и сигнализации по перепаду температуры продуктов сгорания на выхлопе газогенератора.

Система контроля вибрации

Система управления осуществляет контроль за вибрацией ротора нагнетателя, ротора силовой турбины и корпуса газогенератора по следующим каналам:

- вибрация приводного конца вала нагнетателя по вертикали;
- вибрация приводного конца вала нагнетателя по горизонтали;
- вибрация неприводного конца вала нагнетателя по вертикали;
- вибрация неприводного конца вала нагнетателя по горизонтали;
- вибрация силовой турбины по вертикали;
- вибрация корпуса осевого компрессора газогенератора;
- вибрация корпуса турбины газогенератора.

Система контроля осевого положения ротора нагнетателя

Канал контроля положения ротора нагнетателя включает в себя:

- высокочастотный токовихревой зонд;
- проксиметр;
- регистратор положения вала;
- схему аварийного останова.

Система контроля загазованности

Каждый ГПА "КОБЕРРА-182" оснащен индивидуальной системой загазованности ГАЗ-1М, защищающей укрытие агрегата, отсек газогенератора и БПТГ от опасных концентраций природного газа.

Схема автоматизации КС

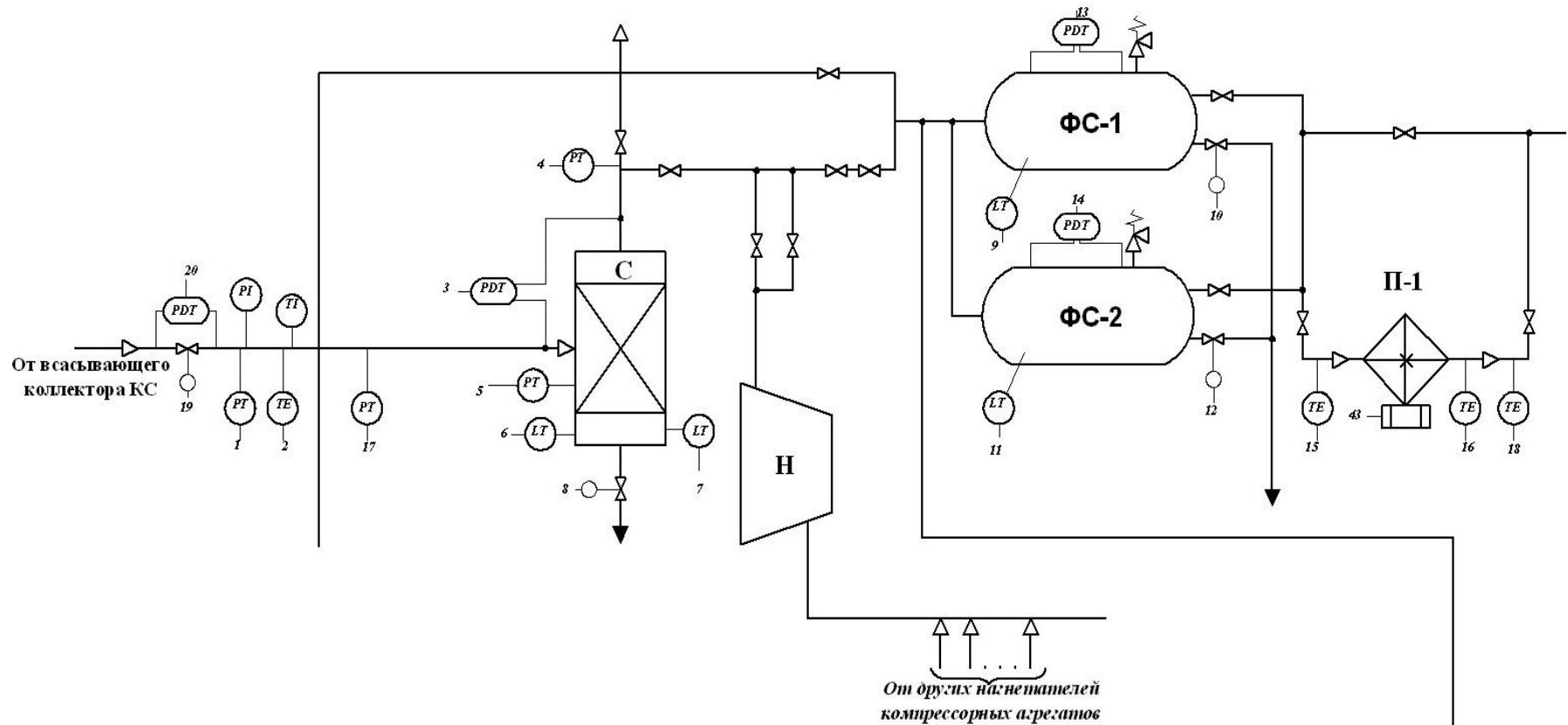


Схема автоматизации КС

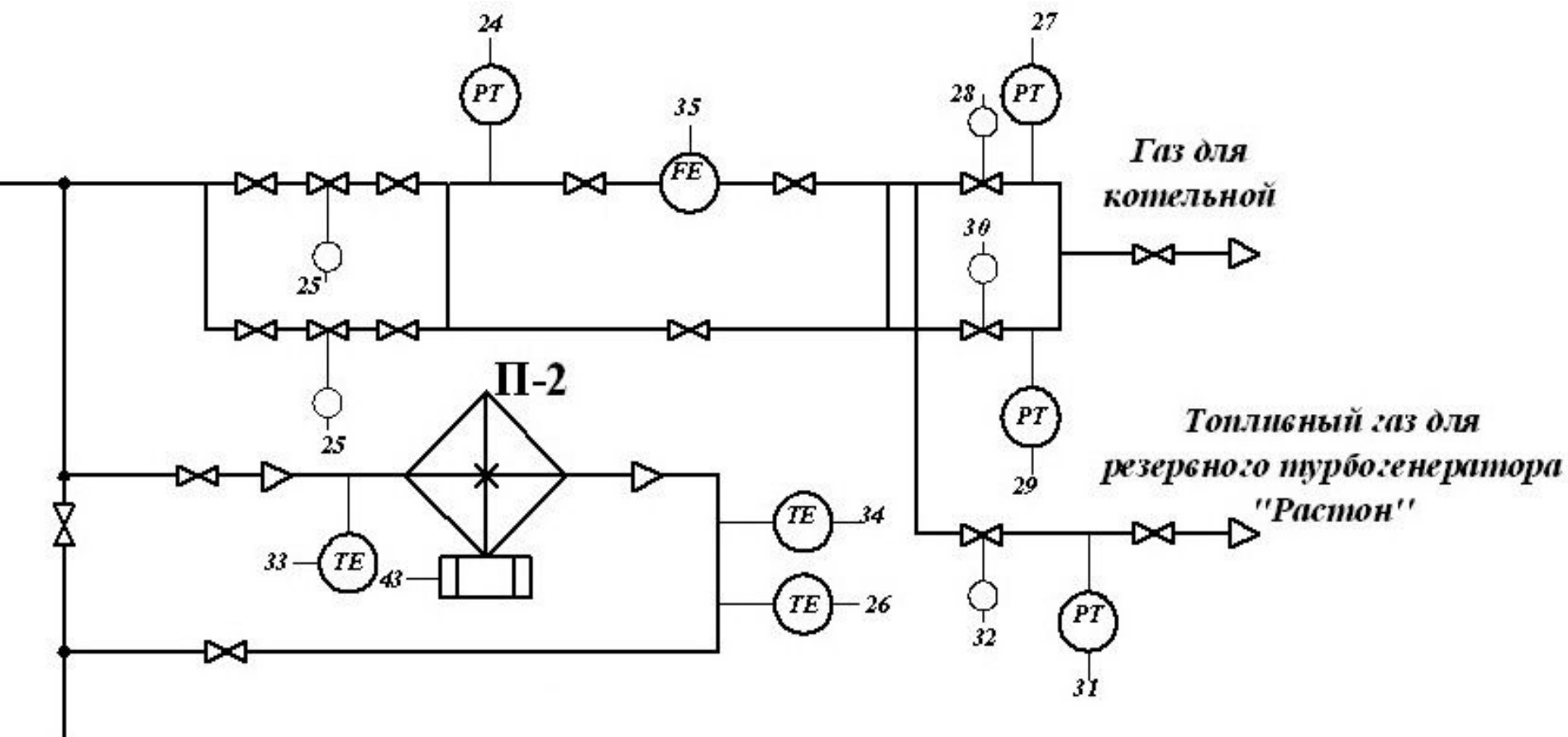


Схема автоматизации КС

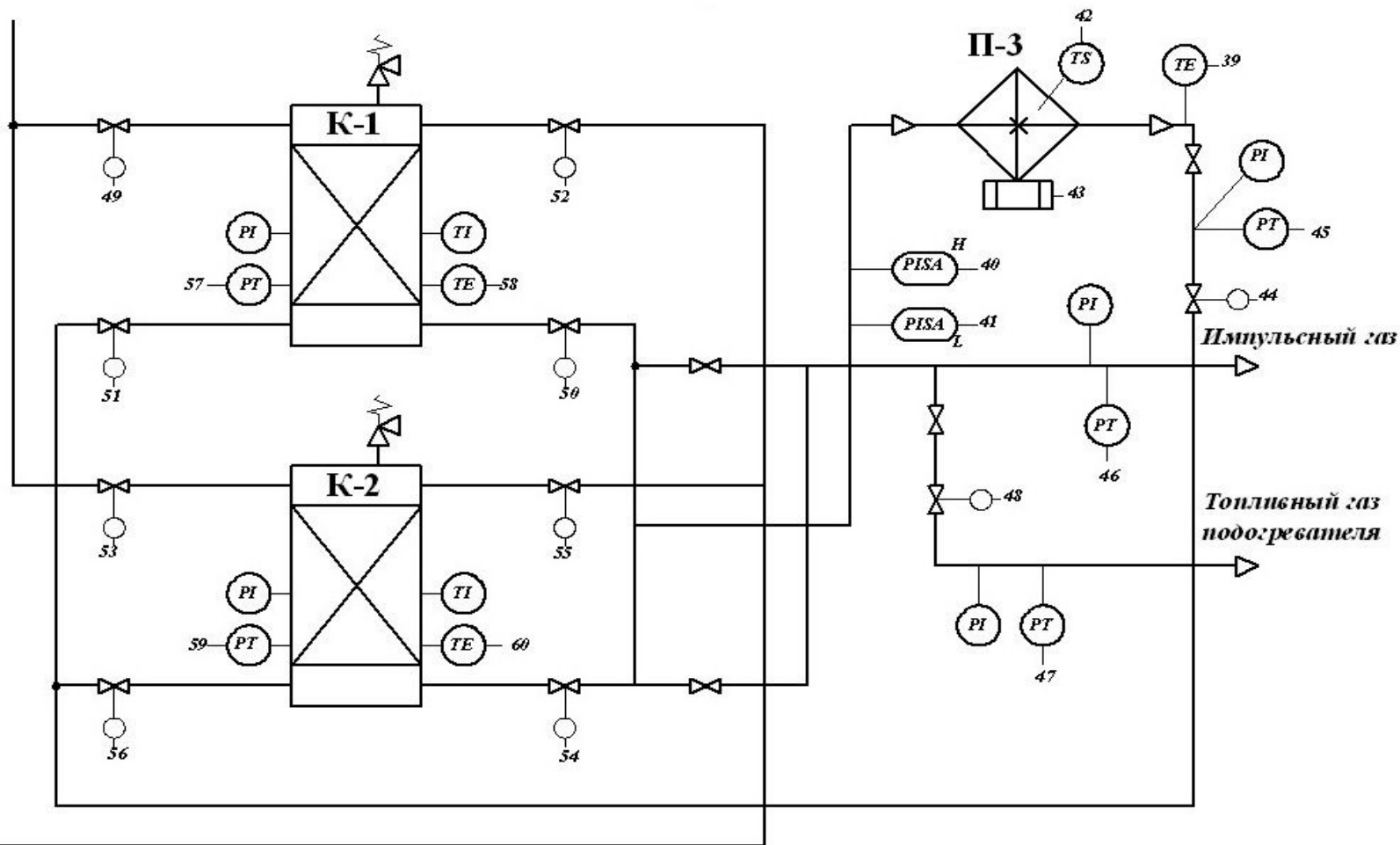


Схема автоматизации КС

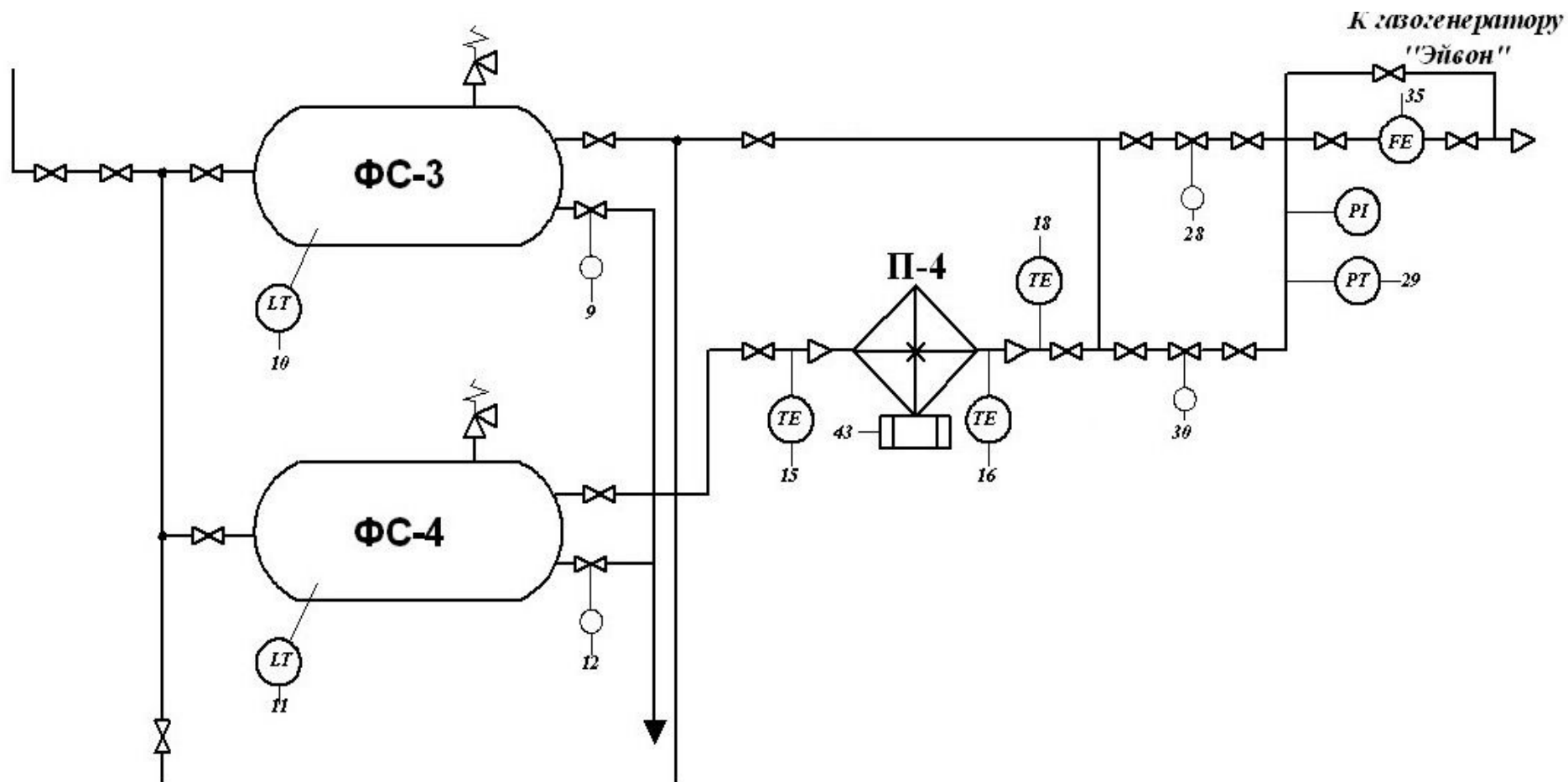


Схема автоматизации КС

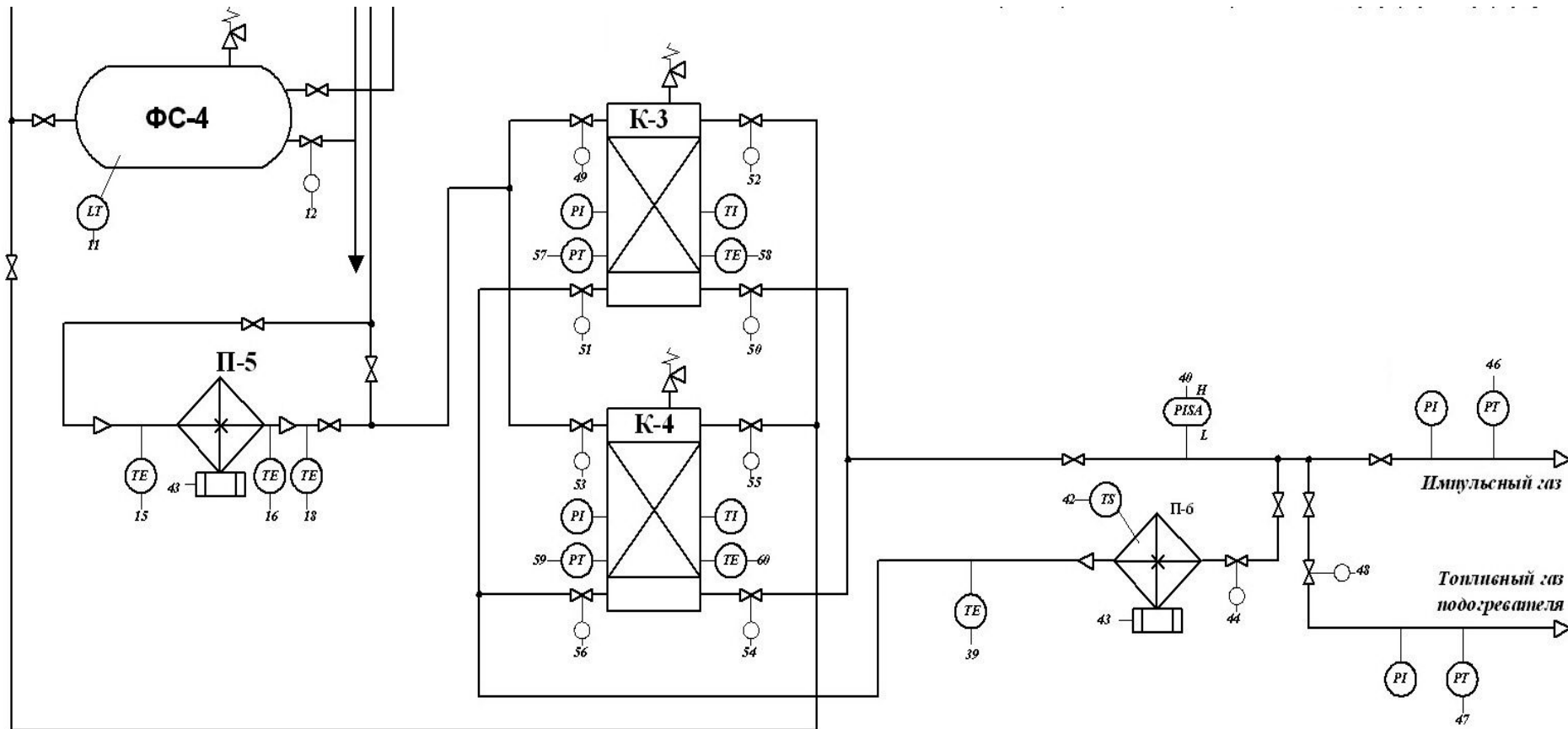


Схема автоматизации КС

