

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)

Политехнический институт: заочный
Кафедра «Системы автоматического управления»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

_____/ В.И. Ширяев

« ____ » _____ 2017 г.

Модернизация газоперекачивающего агрегата магистрального газопровода в линейном
управлении г. Аши

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 27.03.04.2017.062.00 ПЗ ВКР

Руководитель работы

доц. каф САУ, к.т.н.

_____/ Е.А. Алешин

« ____ » _____ 2017 г.

Автор работы

студент группы ПЗ-599 _____

_____/ Д.И. Мухамедьянова

« ____ » _____ 2017 г.

Нормоконтролер

доц. каф САУ, к.т.н.

_____/ Е.А. Алешин

« ____ » _____ 2017 г.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Линейное производственное управление магистральных газопроводов г. Аши	7
1.1 Общая характеристика производства	7
1.2 Описание технологического процесса и схемы КС	8
1.3 Система автоматического управления. Назначение и состав	16
2 Автоматизированная система управления ГПА	19
2.1 Назначение системы автоматического регулирования	19
2.2 Система автоматического управления	28
2.3 Остановка газоперекачивающего агрегата	33
2.4 Включение защиты агрегата	38
2.5 Первичные преобразователи нижнего уровня автоматизации	35
ГПА	41
3 Анализ средств учета и контроля расхода газа	47
3.1 Расходомеры с сужающими устройствами.	50
3.2 Обоснование выбора средств измерений	54
3.3 Оценка относительной расширенной неопределенности измерений расхода	57
Заключение	80
Библиографический список	81
Приложение А. Перечень демонстрационных листов	83
Приложение Б. Определения, обозначения и сокращения	84

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

ВВЕДЕНИЕ

К началу третьего тысячелетия нефть и природный газ по-прежнему остаются «кровеносной системой» мировой экономики и основой энергетики подавляющего большинства стран мира [1].

Развитие новых направлений радиотехники, бурный рост радиоэлектронной промышленности, повсеместное внедрение компьютеров, автоматизация производства и сферы потребления невозможны без совершенствования измерительной техники и повышения эффективности её метрологического обеспечения, создания новых методов измерений и средств контроля. На всех этапах исследования, разработки, производства и эксплуатации технических устройств работа специалистов связана с большим числом измерений различных величин. От того, насколько правильно и быстро проводятся измерения, зависят качественные показатели и надежность продукции, а также затраты на её создание и использование.

Целью данной дипломной работы является совершенствование существующей системы автоматизации газоперекачивающего агрегата ГТК-10-4 в ЛПУ МГ г. Аши.

Задачами дипломного проекта являются:

- изучение общей характеристики предприятия и состава газоперекачивающего агрегата;
- модернизация системы автоматизации газоперекачивающего агрегата ГТК-10-4;
- Выполнен расчет относительной стандартной неопределенности измерений расхода узлом учета с использованием прибора «ГиперФлоу-3Пм» и сделан сравнительный анализ неопределенностей измерений, при выполнении измерений штатным комплектом СИ и прибором «ГиперФлоу-3Пм».

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

1 Линейное производственное управление магистральных газопроводов г. Аши

1.1 Общая характеристика производства

Предприятие «Газпром трансгаз Екатеринбург» (первоначальное название — Управление магистральных газопроводов «Бухара — Урал») образовано 28 января 1964 года. Предпосылкой его создания послужило строительство новой газовой магистрали.

В 1993 году Государственное предприятие «Уралтрансгаз» было преобразовано в Предприятие по транспортировке и поставке газа «Уралтрансгаз» и включено в состав Российского акционерного общества «Газпром».

В связи с переходом на единый фирменный стиль ОАО «Газпром» в 2008 году ООО «Уралтрансгаз» переименовано в Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Екатеринбург».

Сегодня это системообразующая газотранспортная компания Урала, во многом определяющая динамику социально-экономического развития промышленного региона.

В 2014 году предприятие «Газпром трансгаз Екатеринбург» отметило 50-летний юбилей.

ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» — газотранспортное предприятие Единой системы газоснабжения Российской Федерации, 100-процентное дочернее общество ПАО «Газпром». Осуществляет транспортировку и распределение природного газа на территории Свердловской, Челябинской, Оренбургской и Курганской областей.

В регионах производственной деятельности ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» эксплуатируется:

— 8777 км магистральных газопроводов и газопроводов-отводов;

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

— 13 компрессорных станций, оснащенных 133 газоперекачивающими агрегатами общей мощностью 1064 МВт;

— 280 газораспределительных станций;

— 31 автомобильная газонаполнительная компрессорная станция.

В составе Общества 27 филиалов, в том числе 13 линейных производственных управлений магистральных газопроводов.

Коллектив предприятия насчитывает более 9500 человек.

Основные виды деятельности ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»:

— транспортировка газа по магистральным газопроводам и газопроводам-отводам и бесперебойная поставка его потребителям;

— эксплуатация и развитие газотранспортных систем.

1.2 Описание технологического процесса и схемы компрессорной станции

1.2.1 Оборудование компрессорной станции.

Компрессорная станция является неотъемлемой и составной частью магистрального газопровода, обеспечивающей транспорт газа с помощью энергетического оборудования, установленного на КС. Она служит управляющим элементом в комплексе сооружений, входящих в магистральный газопровод. Именно параметрами работы КС определяется режим работы газопровода. Наличие КС позволяет регулировать режим работы газопровода при колебаниях потребления газа, максимально используя при этом аккумулирующую способность газопровода.

На компрессорной станции устанавливаются пылеуловители, так как газ в процессе движения по газопроводу засоряется механическими примесями.

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

При транспорте газа по магистральным газопроводам через определенные промежутки (130 - 150 км) размещаются КС, которые компримируют транспортируемый газ и таким образом восполняют гидравлические потери давления газа на участках между ними, что позволяет поддерживать максимальную производительность в целом. Они в большинстве случаев оборудуются центробежными нагнетателями с приводом от газотурбинных установок или электродвигателей. В настоящее время около 90% мощности всех КС составляет газотурбинный привод нагнетателей, а 10% - электропривод. Газовые турбины работают на перекачиваемом газе. Расход газа на топливо 10 - 12% объёма его транспортировки. В зависимости от пропускной способности газопровода, типа нагнетателя и степени сжатия применяют газотурбинные установки с единичной мощностью от 10 до 25 тыс. кВт. По мере движения по газопроводу температура газа несколько снижается из-за теплообмена с окружающим грунтом. При эксплуатации газопроводов диаметром более 1000 мм было замечено, что газ на участке между компрессорными станциями не успевает охладиться до нужных пределов из-за увеличения его количества в газопроводе, и его температура от перегона к перегону повышается. Чрезмерный нагрев газа нежелателен, так как при повышении температуры его объём увеличивается и требуется расходовать больше мощности для привода нагнетателей. Поэтому на выходе всех КС газопроводов большего диаметра устанавливают аппараты для охлаждения транспортируемого газа атмосферным воздухом (АВО газа). Горячий газ после КС проходит по системе труб, омываемых воздухом, нагнетаемым вентиляторами. В зависимости от температуры окружающего воздуха число работающих одновременно вентиляторов изменяется

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

таким образом, чтобы обеспечить охлаждение газа до нужных пределов.

На рисунке 1.1 показана принципиальная схема компоновки основного оборудования компрессорной станции.

1.2.2 Газоперекачивающие агрегаты газокompрессорной станции.

Газоперекачивающие агрегаты предназначены для повышения давления газа, транспортируемого по магистральному газопроводу. Выполнение этих функций обеспечивается определенной схемой обвязки центробежных нагнетателей. Нагнетатель природного газа типа 370-18-1 - это центробежная одноступенчатая компрессорная машина, имеющая степень сжатия 1,22-1,24. Начальное давление газа - давление газа при входе во всасывающий патрубок нагнетателя. Конечное давление газа - давление при выходе из нагнетательного патрубка. Степень повышения давления (или степень сжатия) - отношение конечного давления газа к его начальному.

На газокompрессорных станциях используют одно - и двухступенчатые схемы (группы ГПА) компримирования газа. Группа ГПА состоит из двух неполнонапорных центробежных нагнетателей, соединенных последовательно по газу с помощью крановой обвязки («гитары»). Расчетная степень сжатия в этой схеме (группе) обеспечивается двумя нагнетателями и составляет 1,45-1,50.

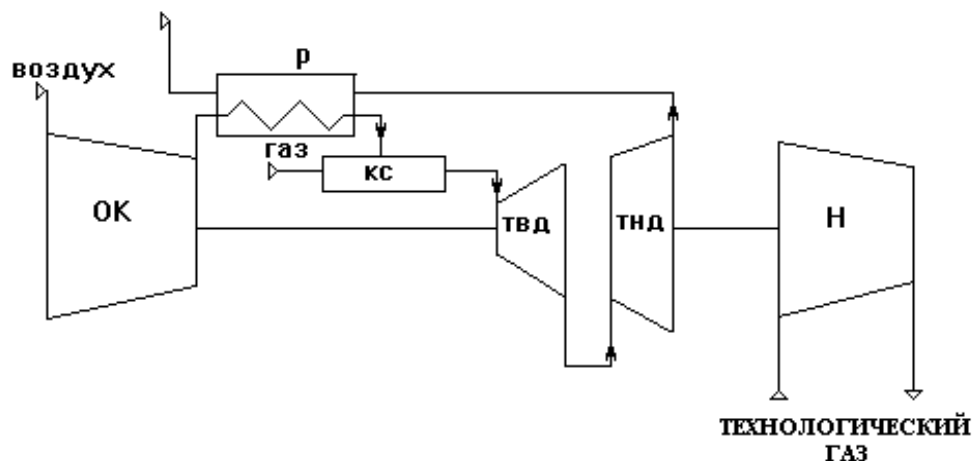
Газоперекачивающий агрегат ГТК-10-4, сконструированный и изготовленный на Невском машиностроительном заводе, предназначен для сжатия природного газа, транспортируемого по магистральным газопроводам.

Газотурбинная установка, входящая в состав агрегата, выполнена по открытому циклу, с регенерацией тепла по схеме с «разрезным валом». Это позволило получить установку, отличающуюся сравнительно простой конструкцией, высокой экономичностью и маневренностью.

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

Газоперекачивающий агрегат состоит из газотурбинной установки и нагнетателя природного газа (рисунок 1.2).



ТВД - турбина высокого давления; ОК - осевой компрессор; ТНД - турбина низкого давления; Р - регенератор; Н - нагнетатель; КС - камера сгорания

Рисунок 1.2 - Принципиальная схема ГПА

1.2.3 Газотурбинная установка.

ГТУ состоит из двух механических не связанных между собой турбин (силовой турбины для привода газового нагнетателя и турбины высокого давления для привода воздушного компрессора), камеры сгорания, воздушного компрессора, воздухоподогревателя (регенератора), пускового турбодетандера, а также систем регулирования, смазки, защиты и управления, обеспечивающих нормальную работу и обслуживание установки.

Воздух из атмосферы через фильтры засасывается и сжимается осевым компрессором и поступает в воздухоподогреватель, где его температура повышается за счет тепла отработавших в турбине продуктов

сгорания. Подогретый воздух направляется в камеру сгорания, куда подается и природный газ. Продукты сгорания из камеры сгорания направляются в турбину высокого давления, мощность которой используется для привода осевого компрессора. Затем продукты сгорания попадают в турбину низкого давления (силовую турбину), вращающую нагнетатель. После силовой турбины продукты сгорания проходят через воздухоподогреватель, отдают часть тепла воздуху за компрессором и выбрасываются в атмосферу через дымовую трубу.

Обе турбины выполнены в общем, литом корпусе, имеющем внутреннюю тепловую изоляцию. Турбина высокого давления (ТВД) одноступенчатая. Ротор ТВД состоит из одновенечного диска, укрепленного на консоли вала воздушного компрессора, который вращается в двух подшипниках (задний - опорный передний - опорно-упорный). Турбина низкого давления (ТНД) тоже одноступенчатая. Одновенечный диск ТНД крепится на консоли силового вала, который вращается в двух подшипниках. Передний подшипник силового вала опорный, задний подшипник опорно-упорный. Воздушный компрессор осевого типа имеет 10 ступеней.

Направляющие лопатки укреплены в литом чугунном корпусе. Ротор компрессора барабанного типа. Рабочие лопатки крепятся к ротору при помощи зубчатых хвостов.

Вся турбогруппа смонтирована на общей сварной раме-маслобаке.

Камера сгорания прямоточная, состоит из фронтального устройства с одной дежурной и шестью основными горелками, корпуса, огневой части и смесительного устройства.

Воздухоподогреватель (регенератор) выполнен из профильных листов и состоит из двух секций. Движение продуктов сгорания через подогреватель осуществляется одним ходом по каналам, образованным профилем листов. Между листами движется подогреваемый воздух.

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

Соединение роторов нагнетателя и газовой турбины осуществляется при помощи промежуточного вала с зубчатыми соединительными муфтами.

Пуск агрегата производится пусковым турбодетандером, работающим на перекачиваемом по магистрали газе.

Топливом является перекачиваемый природный газ.

Техническая характеристика газотурбинной установки приведена в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Технические характеристики газотурбинной установки

Характеристики	Значение
Температура перед ТВД, °С	780
Номинальная мощность на муфте нагнетателя, кВт	10000
Коэффициент полезного действия установки, %	28
Степень сжатия в компрессоре	4,6
Скорость вращения, мин ⁻¹ : компрессорного вала	5200
силовой турбины	4800
Масса турбины, т	56

1.2.4 Центробежный нагнетатель.

Нагнетатель 370-18-1 выполнен в виде одноступенчатой центробежной машины с консольно-расположенным рабочим колесом и тангенциальным подводом и отводом газа, как показано на рисунке 1.3. Основные элементы нагнетателя: ротор, подшипники, диффузор, уплотнения и другие - заключены в специальную гильзу, устанавливаемую в корпус. Стальной литой корпус нагнетателя без горизонтального разъема, цилиндрической формы, закрывается крышкой, на которой смонтированы всасывающая и сборная кольцевые камеры. Система

лабиринтного и масляного уплотнений обеспечивает надежную защиту от проникновения газа в помещения компрессорного цеха.

Регулирование режима работы нагнетателя осуществляется изменением скорости вращения силового вала газотурбинной установки. Работа нагнетателя возможна по следующим схемам: один нагнетатель; два последовательно работающих нагнетателя; три последовательно работающих нагнетателя; параллельная работа одиночных нагнетателей, а также групп последовательно включенных нагнетателей.

Нагнетатель 370-18-1 отличается высокой экономичностью по всей рабочей зоне характеристики.

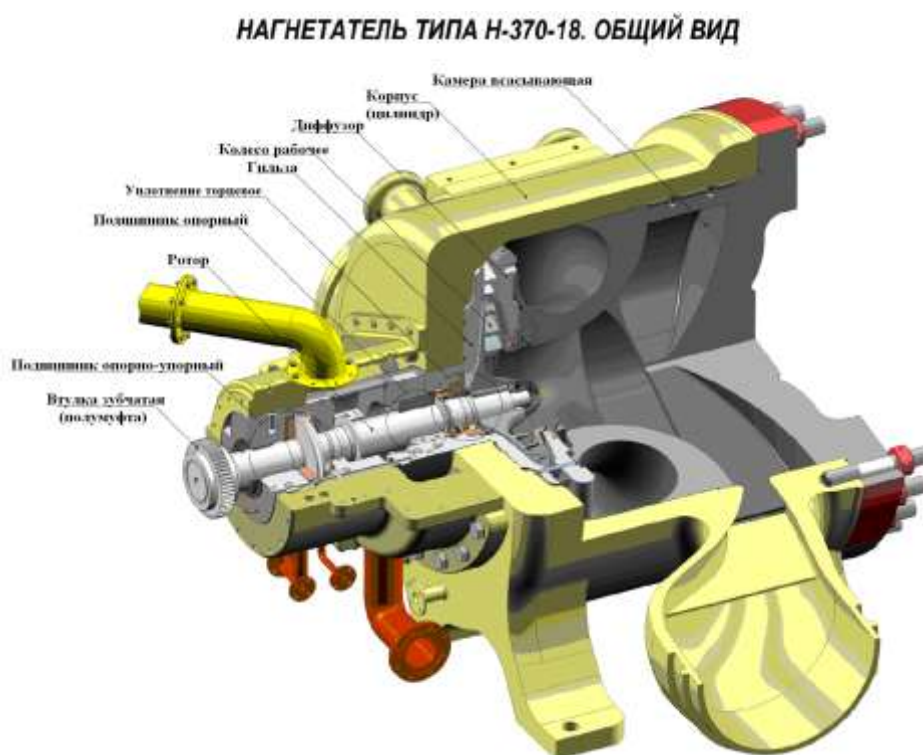


Рисунок 1.3 - Общий вид нагнетателя 370-18-1

Техническая характеристика нагнетателя приведена в таблице 1.2 [2].

Таблица 1.2 – Техническая характеристика нагнетателя 370-18-1

Характеристики	Значение
Технические характеристики, млн. м ³ /сутки	37,0
Коммерческая производительность, млн. м ³ /сутки	37,0
Объемная производительность одного или первого из двух работающих последовательно нагнетателей, м ³ /мин	370; 455
Конечное давление газа, МПа	7,6
Начальное давление при входе во всасывающий патрубок одного или первого из двух работающих последовательно нагнетателей, Мпа	6,2; 5,07
Масса нагнетателя, т	23

1.3 Система автоматического управления. Назначение и состав

Система централизованного контроля и управления газотурбинными газоперекачивающими агрегатами А-705-15 предназначена для работы в составе систем агрегатной автоматики автоматизированных ГПА на компрессорных станциях магистрального газопровода. Для агрегата ГТК-10-4 используется установка А-705-15-03.

Система автоматического управления предназначена для:

- непрерывного автоматического контроля параметров компрессорного цеха;
- дистанционного управления оборудованием;
- реализации функций автоматических технологических защит;
- регистрации и архивирования всей поступающей информации;
- формирования архивов параметров компрессорного цеха;
- формирования и печати сменной ведомости.

В составе агрегатной автоматики ГПА установка выполняет следующие функции:

- сигнализацию отклонений контролируемых параметров от заданных значений на групповых и индивидуальных табло;
- индикацию положения запорной арматуры и устройств агрегата на мнемосхеме и табло;
- непрерывное измерение и регистрацию значений контролируемых параметров в аналоговой форме;
- регистрацию фактов изменения режимов работы, пуска, остановки агрегата, срабатывания автоматических аварийных защит и действий оператора с одновременной фиксацией начала и конца события;
- программно-параметрическое управление пуском и остановом агрегата с индикацией режимов работы и этапов управления;
- аварийный останов агрегата;
- формирование команд на включение звукового сигнала по предупредительному и аварийному отклонению контролируемых параметров;
- прием команд дистанционного управления от общецеховой или общестанционной системы централизованного контроля и управления;
- выдачу аналоговых и дискретных сигналов и команд в цеховую или общестанционную систему.

Питание установки осуществляется переменным током с напряжением 220 В и постоянным током с напряжением 27 В от резервного источника (аккумуляторных батарей).

Система автоматического управления компрессорного цеха представляет собой комплекс программно-технических средств, включающий в себя:

- шкаф контроля, управления и сигнализации со встроенным плоскпанельным компьютером и выдвижной клавиатурой с манипулятором типа TouchPad (АСА2.556.498);

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

- автоматизированное рабочее место, выполненного на базе ПЭВМ IBM;
- пульт аварийного останова, устанавливаемый на рабочем столе оператора.

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2 Автоматизированная система управления ГПА.

2.1 Назначение системы автоматического регулирования

Основная задача системы автоматического регулирования (САР) - поддержание заданного режима работы газотурбинной установки, т.е. обеспечение требуемой мощности при установлении частот вращения валов турбин и температуры продуктов сгорания ниже предельно допустимых значений. Необходимая мощность ГТУ, частота вращения силового вала и температура продуктов сгорания перед ТВД регулируются САР путем изменения количества топлива, подаваемого в камеру сгорания.

Другой важной функцией, выполняемой САР, является экстренная остановка ГТУ в ситуациях, предвещающих аварию.

2.1.1 Устройство системы регулирования.

Система автоматического регулирования ГТУ выполнена по схеме непрямого регулирования с пневматическими серводвигателями и усилителями. Воздух для работы системы отбирается из стационарного коллектора сжатого воздуха, в который подается через отборы из осевых компрессоров, работающих ГПА или от поршневого компрессора с приводом от электродвигателя переменного тока. Перед использованием в системе воздух охлаждается и очищается в блоке воздухоподготовки. Давление воздуха в САР поддерживается 0,14 МПа регулятором давления «после себя». Электромагнитный вентиль (ЭМВ5) на подводящем трубопроводе к регулятору давления (РД) используется для отключения подачи воздуха к системе, когда агрегат остановлен.

Основными регулирующими органами системы являются стопорный (СК) и регулирующей (РК) клапаны. Положение РК определяет количество газового топлива, подводимого к камере сгорания. В качестве привода этих клапанов используются мембранные пневматические сервомоторы.

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

Основным регулятором в системе является регулятор скорости (РС), поддерживающий заданную частоту вращения вала нагнетателя. Импульсом РС служит напор масла от насоса-импеллера, установленного на валу ТНД. Регулятор скорости снабжен механизмом датчика частоты вращения (двигателем регулятора скорости - ДРС), подключенным к системе автоматического управления. На работающем агрегате ДРС можно управлять дистанционно с помощью кнопок «РС ВЫШЕ» и «РС НИЖЕ», расположенных на пульте управления ГПА.

Основные связи в пневматической системе обеспечиваются тремя линиями - проточной, постоянного давления и предельного регулирования. В проточную линию воздух поступает из линии постоянного давления через дроссельную шайбу диаметром 4 мм. Проточная линия осуществляет связь между РС, ограничителем приемистости (ОП), золотником отсечным (ЗО) и золотником с электромагнитным приводом (ЭМП) малоинерционного регулятора температуры, и серводвигателем регулирующего клапана. В РС, ОП ЭМП и воздух из проточной линии может выпускаться в атмосферу.

Количество выпускаемого воздуха определяет давление в проточной линии, а оно, в свою очередь, положение РК и выпускных клапанов (ВВК1, ВВК2). По мере снижения давления в проточной линии РК прикрывается, а при увеличении давления - открывается.

Воздух в линию предельного регулирования поступает из линии постоянного давления через дроссельную шайбу диаметром 3,3 мм. Эта линия связывает регулятор скорости, электромагнитные вентили ЭМВ1 и ЭМВ2, серводвигатель стопорного клапана, пневматические выключатели (ПВ) автоматов безопасности вала силовой турбины (АБ тнд), вала турбодетандера (АБ тд) и вала турбокомпрессора (АБ твд). Давление в линии предельного регулирования определяет положение стопорного клапана.

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

Стопорный клапан открыт, если в ЭМВ1, ЭМВ2, РС и ПВ выпуск воздуха в атмосферу перекрыт и давление в линии предельного регулирования равно 0,14 МПа. При открытии сброса воздуха в одном из перечисленных устройств давление в линии снижается, и СК закрывается.

Ограничитель приемистости (ОП) предназначен для ограничения максимальной температуры (не более плюс 800 °С) продуктов сгорания, поступающих в ТВД. Ограничитель приемистости устанавливает максимально возможное открытие РК по подаче топлива в камеру сгорания в зависимости от давления воздуха за компрессором. ОП работает по принципу ограничения давления воздуха в проточной линии. В нагнетании осевого компрессора установлены два воздушных выпускных клапана (ВВК1 и ВВК2), работающих параллельно. Эти клапаны сбрасывают в атмосферу воздух при остановке ГПА или при сбросе нагрузки. В первом случае выпуск воздуха сокращает время выбега роторов турбины и продувки горячей проточной части холодным воздухом, во втором - снижает заброс частоты вращения ротора силовой турбины.

Отсечной золотник (ЗО) используется для усиления управляющего импульса к выпускным клапанам. К золотнику подводится воздух из двух линий - постоянного давления и проточной. При снижении давления в проточной линии до 0,04-0,05 МПа золотник отсекает подвод воздуха из линии постоянного давления к выпускным клапанам, и они открываются под действием потока воздуха из ОК.

В целях предохранения осевого компрессора от помпажа на пуске ГТУ за его четвертой ступенью установлено непосредственно на корпусе компрессора восемь сбросных клапанов (СБК) для выпуска части воздуха в атмосферу. В период пуска ГТУ, когда давление за четвертой ступенью ОК низкое, клапаны под действием пружины удерживаются в открытом положении. По мере увеличения частоты вращения компрессорного вала растет перепад давления воздуха, действующий на тарелку клапана и

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

создающий усилие для его закрытия. СБК закрываются при достижении частоты вращения вала компрессора 4200-4300 мин⁻¹.

Автоматы безопасности (АБ) предназначены для остановки турбоагрегата при увеличении частоты вращения роторов до предельно допустимого значения. ТВД, ТНД и ТД защищают бойковые автоматы безопасности. При вращении вала ротора на боек АБ действует центробежная сила, которая при частоте вращения ниже допускаемой уравновешивается натяжением пружины. При достижении предельной частоты вращения центробежная сила, действующая на боек, и натяжение пружины сравниваются. Дальнейшее повышение оборотов вызывает увеличение центробежной силы, и боек, сжимая пружину, выходит из вала, ударяет по рычагу, вызывая срабатывание пневматического выключателя (ПВ). В пневматическом выключателе открывается клапан, давление в линии предельного регулирования падает, закрывается стопорный клапан, турбина останавливается. Автоматы безопасности турбодетандера (АБтд) и турбокомпрессорного вала (АБтвд) воздействуют на один пневматический выключатель. Автомат безопасности силового вала (АБтнд) воздействует на свой выключатель. Все три АБ конструктивно оформлены одинаково. Отличаются они, в основном, только размерами бойка.

2.1.2 Предпусковое состояние системы регулирования.

Перед пуском газоперекачивающего агрегата электромагнитный вентиль ЭМВ5 закрыт. Воздух из стационарного коллектора не подается в систему регулирования.

Регулятор скорости находится в исходном состоянии – «РС МАХ». Открыты в нем полностью сбросы воздуха из линий предельного регулирования и проточной. Избыточное давление воздуха в этих линиях отсутствует, стопорный и регулирующий клапаны под действием своих пружин удерживаются в закрытом положении. Выпускные воздушные клапаны (ВВК1 и ВВК2) закрывают выход воздуха из нагнетателя компрессора.

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Отсутствует напряжение на электромагнитных вентилях ЭМВ1, ЭМВ2, и они закрыты. Выпуск воздуха из линии предельного регулирования через эти вентили перекрыт.

В дроссельном золотнике с электромагнитным приводом и ограничителе приемистости (ОП) отверстия для выпуска воздуха из проточной линии перекрыты. Пневмовыключатели автоматов безопасности находятся в рабочем положении. Сброс воздуха из линии предельного регулирования через их клапаны перекрыт.

2.1.3 Работа системы регулирования при пуске турбины.

Пуск турбины начинается при включении пускового насоса и маслонасоса уплотнения на первом этапе пуска. Далее открывается электромагнитный вентиль ЭМВ5 и подает воздух из стационарного коллектора в систему регулирования. При повышении давления на смазку подшипников турбины до 0,05 МПа и на смазку опорно-упорного подшипника нагнетателя до 0,3 МПа включается (встает в дежурный режим) защита по давлению масла смазки. Включается электродвигатель регулятора скорости (ДРС) на непрерывное вращение. Регулятор скорости (РС) смещается «НИЖЕ», закрывается сброс воздуха из линии предельного регулирования. Давление в этой линии увеличивается до 0,14 МПа, и стопорный клапан открывается.

Включается валоповоротное устройство (ВПУ), а затем и турбодетандер (ТД). Ротор турбокомпрессора срагивается с места и разгоняется. С увеличением частоты вращения вала ТВД отключается валоповорот, и затем по сигналу реле давления воздуха за компрессором зажигается факел в камере сгорания.

На четвертом этапе пуска при появлении сигнала - температура за ТНД не ниже плюс 100 °С - включается ДРС на непрерывное вращение, и регулятор скорости перемещается в направлении «ВЫШЕ». Начинает прикрываться сброс воздуха из проточной линии, давление в ней повышается. Когда давление в ней поднимется до 0,04-0,05 МПа,

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

переставляется отсечной золотник (ОЗ) и подает воздух из линии постоянного давления к выпускным клапанам (ВВК1, ВВК2). Клапаны будут принудительно закрыты не только усилием пружин, но и давлением воздуха над тарелками клапанов, равным давлению за компрессором. При повышении давления в проточной линии до 0,06 МПа открывается на 1,5 мм регулирующий клапан, загораются основные горелки в камере сгорания. Турбина прогревается.

Двигатель регулятора скорости переключается на импульсное вращение «ВЫШЕ». Регулирующий клапан постепенно открывается.

Увеличивается частота вращения валов ТВД и ТНД.

Ограничитель приемистости (ОП) по давлению воздуха за компрессором приоткрывает сброс воздуха из проточной линии, ограничивая тем самым скорость открытия РК.

При частоте вращения вала ТВД примерно 2500 мин^{-1} турбина становится самоходной. По сигналу реле скорости отключается турбодетандер.

Когда частота вращения вала турбокомпрессора достигнет $3900\div 4200 \text{ мин}^{-1}$, компрессор выйдет из зоны «запрещенных» оборотов. Сбросные клапаны (СБК) от действия на них давления воздуха автоматически закроются.

Пуск заканчивается, когда на силовом валу установится минимальная частота вращения 3300 мин^{-1} . Двигатель регулятора скорости останавливается. Управление ДРС с этого момента возможно с пульта управления ГПА. Поддержание заданной частоты вращения силового вала будет осуществляться автоматически регулятором скорости.

2.1.4 Работа системы регулирования при поддержании заданной скорости силового вала.

Поддержание заданной частоты вращения силового вала (в пределах от минимальной – 3300 мин^{-1} до максимальной- 5000 мин^{-1})

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

осуществляется следующим образом. Если по какой-то причине частота вращения ТНД снизилась, то из-за уменьшения напора на импеллере поршень в регуляторе скорости опускается вниз. Выпуск воздуха из проточной линии уменьшается, давление в ней возрастет.

Регулирующий клапан приоткрывается, и снижение частоты вращения прекратится. При повышении частоты вращения ТНД регулятор скорости действует в обратном порядке. Снизится давление в проточной линии, и регулирующий клапан прикрывается. Неравномерность работы регулятора скорости при номинальной частоте вращения составляет примерно 4-5%. При работе агрегата давление в проточной линии изменяется в пределах от 0,06 до 0,12 МПа. Это изменение соответствует полной перестановке регулирующего клапана.

В случае мгновенного сброса нагрузки и резком увеличении частоты вращения ТНД регулятор скорости может увеличить выпуск воздуха из проточной линии настолько, что закроется регулирующий клапан и откроются выпускные клапаны. После открытия выпуска воздуха за ОК увеличение частоты вращения вала ТНД прекратится. Когда частота вращения с учетом имеющейся неравномерности восстановится и выпускные клапаны закроются, регулирующий клапан откроется на величину, необходимую для поддержания заданной частоты вращения уже для сниженной нагрузки.

2.1.5 Работа системы регулирования при остановке турбины.

Остановка турбины может быть нормальной или аварийной. Нормальная остановка производится с постепенным разгрузением.

Включается электродвигатель регулятора скорости на импульсное вращение, сдвигая регулятор скорости в направлении «НИЖЕ». Приоткрывается сброс воздуха из проточной линии, регулирующий клапан постепенно прикрывается, уменьшая подачу топлива в камеру сгорания. Снижается частота вращения валов турбины. При снижении давления в проточной линии ниже 0,06 МПа регулирующий клапан закрывается.

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

Подается напряжение на электромагнитные вентили ЭМВ1 и ЭМВ2, они открываются. Воздух из линии предельного регулирования сбрасывается в атмосферу, закрывается стопорный клапан. Падение давления в линии предельного регулирования приводит к дополнительному открытию сброса воздуха через регулятор скорости из проточной линии. Со снижением давления в проточной линии ниже 0,04 МПа переставляется отсечной золотник, перекрывая подачу воздуха из линии постоянного давления к выпускным клапанам. Выпускные клапаны за компрессором открываются, сбрасывая воздух из трубопровода после ОК. В результате перекрытия подачи топлива и выпуска воздуха после осевого компрессора турбина быстро останавливается. При снижении давления воздуха за четвертой ступенью ОК открываются сбросные клапаны.

После закрытия стопорного клапана по сигналу от конечного выключателя двигатель РС переключается на непрерывное вращение в другую сторону. Происходит перемещение регулятора скорости в направлении «ВЫШЕ» и возвращение его в исходное состояние «МАХ».

Аварийная остановка турбины производится по сигналу из системы управления ГПА при срабатывании одной из защит или нажатии кнопки «АО» на пульте управления. Аварийная остановка может быть проведена воздействием на любую из пневматических кнопок аварийной остановки автоматов безопасности. В первом случае электромагнитные вентили ЭМВ1 и ЭМВ2 открываются, во втором случае срабатывают пневматические выключатели автоматов безопасности. В обоих случаях из линии предельной защиты в атмосферу сбрасывается воздух. Давление в линии резко снижается, и стопорный клапан закрывается. Одновременно в регуляторе скорости открывается сброс из проточной линии. Давление в ней снижается, что приводит к закрытию регулирующего клапана и открытию выпускных клапанов. После закрытия стопорного клапана двигатель регулятора скорости (ДРС) включается на непрерывное

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

вращение и перемещает регулятор скорости в направлении «ВЫШЕ», возвращая его в исходное состояние «МАХ».

Экстренная остановка одного из последовательно работающих агрегатов может вызвать помпаж нагнетателя другого агрегата, который остается в работе. Избежать этого можно, если откроются байпасирующие краны. На оставшемся в работе агрегате происходит сброс нагрузки, и частота вращения силового вала турбины резко возрастает. Это может привести к срабатыванию автомата безопасности на валу ТНД и остановке агрегата.

Для снижения динамического превышения частоты вращения силового вала в системе регулирования предусмотрен электромагнитный вентиль ЭМВ4, установленный на трубопроводе слива масла из импульсной линии регулятора скорости. Перед сливным трубопроводом на импульсной линии установлена дроссельная шайба диаметром 5 мм. Когда вентиль ЭМВ4 закрыт, регулятор скорости выполняет свои функции нормально.

По импульсу аварийной остановки одного из работавших в паре агрегатов на оставшемся в работе открывается ЭМВ4. Давление масла над поршнем регулятора скорости падает, увеличивается выпуск воздуха из проточной линии. Прикрывается регулирующий клапан, и, возможно, открываются выпускные клапаны, чем предупреждается заброс частоты силового вала. Электромагнитный вентиль ЭМВ4 закрывается через 5-10 с, давление над поршнем в регуляторе скорости восстанавливается, и регулирующий клапан устанавливается в положение, соответствующее новой нагрузке [5].

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.2 Система автоматического управления

2.2.1 Назначение и состав.

Система централизованного контроля и управления газотурбинными газоперекачивающими агрегатами А-705-15 как уже говорилось ранее предназначена для работы в составе систем агрегатной автоматики, автоматизированных ГПА на компрессорных станциях магистрального газопровода.

В состав установки А-705-15-03 входят:

- устройство представления информации (УПИ) А 690-05-03;
- стойка коммутационная (СК) Б-13.176.19;
- устройство нормализации и сигнализации (УНС) А 323-31-05;
- стойка монтажного оборудования (СМО) Б-13.176.37,38;
- устройство логической обработки информации (УЛОИ) А356-32-01.

2.2.2 Устройство нормализации и сигнализации.

Устройство нормализации и сигнализации (УНС) предназначается для преобразования (нормализации) сигналов первичных преобразователей датчиков постоянного и переменного тока в унифицированный выходной сигнал 0-10 В отрицательной полярности, пропорциональный значению измеряемого параметра (температура, давление и т.п.), и для сравнения унифицированных сигналов с уставками предельных значений параметров.

Устройство позволяет принимать по 36 каналам сигналы низкого уровня от первичных, по 20 каналам унифицированный сигнал 0-10 В. Каждая группа из 28 каналов обеспечивается 30 уставками сигнализации. Сигналы от первичных преобразователей низкого уровня через колодки присоединения поступают на входы блоков преобразования, с помощью которых преобразуются в линейные унифицированные сигналы 0 - 10 В, которые являются выходными сигналами устройства.

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

Кроме того, унифицированные сигналы с выходов блоков преобразования поступают на вход блоков непрерывной сигнализации. В случае отклонения параметра за установленные пределы подается сигнал об отклонении параметра посредством переключения контактов на выходе блоков непрерывной сигнализации и производится засвечивание светодиодов на соответствующем модуле сигнальных усилителей.

Устройство выполнено в унифицированной стойке, имеющей двухстороннее обслуживание. Стойка спереди и сзади закрыта дверками. На дверях расположены ушки для пломбирования.

2.2.3 Устройство логической обработки информации.

Устройство логической обработки информации (УЛОИ) предназначено для реализации алгоритмов автоматического и поэтапного пуска, нормальной и аварийной остановки. УЛОИ содержит четыре типа ячеек: предназначенную для реализации логических функций И, ИЛИ, НЕ от 16 переменных; ячейку релейную многофункциональную, ячейку временных задержек, предназначенную для формирования временных задержек в диапазоне от 1 до 1800 с и имеющую два формирователя временных задержек; ячейку диодную, предназначенную для реализации схем ИЛИ, с 11 трехходовыми схемами ИЛИ; ячейку памяти, предназначенную для хранения значений логических переменных, с восемью элементами памяти.

Выходные сигналы управления исполнительными двухпозиционными механизмами формируются блоками выходных реле, содержащих 16 выходных реле каждый.

Кроме схем управления исполнительными механизмами в процессе автоматического управления УЛОИ содержит схемы, реализующие специальные функции: - защиту от выдачи ложных команд управления при провалах или отключении напряжения питания и автоматическое продолжение функционирования установки после его восстановления;

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

- разрешение контроля блоков нормализации и блоков непрерывной сигнализации в режимах «Агрегат в работе» и «Агрегат остановлен»;
- регистрацию сигнала, являющегося первопричиной перехода к режиму «Аварийная остановка».

2.2.4 Стойки коммутационная и монтажного оборудования.

Стойка коммутационная (СК) предназначена для организации межстоечных связей устройств установки А-705-15 с помощью штатных кабелей, а также связи установки с исполнительными механизмами, датчиками и устройствами агрегата.

СК содержит коммутационное поле, образованное четырехгранными штырями, припаянными к клеммам контактов разъемов и колодок, между которыми методом «накрутки» выполняется переменная часть монтажа, учитывающая вариантность схемы подключения устройства к ГПА.

Стойка монтажного оборудования (СМО) служит для размещения приборных средств контроля и регулирования. В состав А-705-15-03 входят две СМО. Стойки имеют элементы крепления приборов, клеммники для монтажа. Приборы, входящие в состав СМО, преобразуют сигналы, поступающие от датчиков вибрации, частоты вращения, наличия пламени в камере сгорания, в аналоговые сигналы 0-5 мА и дискретные сигналы отклонений указанных параметров от нормы, которые подаются в каналы непрерывного и выборочного измерения, сигнализации, автоматического управления и аварийных защит. Выходные сигналы регулирующих приборов поступают непосредственно на исполнительные механизмы.

2.2.5 Устройство представления информации.

Устройство представления информации (УПИ) предназначено для представления информации о состоянии агрегата и управления им. Оно включает:

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

- табло этапов логического управления (ТЭЛУ);
- мнемосхему ГПА;
- показывающие и регистрирующие приборы;
- пульт управления;
- табло групповой, индивидуальной сигнализации и вызова;
- табло контроля исправности и сигнализации неисправностей устройств установки А-705-15-03;
- блок регистрации событий (БРС).

2.2.6 Мнемосхема.

Сигналы состояния устройств и положения запорной арматуры агрегата поступают на мнемосхему, расположенную в верхней части стойки УПИ. На мнемосхеме с помощью соответствующих мнемознаков индицируется изменение состояния агрегата при изменении режима его работы. Зеленый цветом индицируется открытое, включенное состояние запорной арматуры или устройства, красным - закрытое, выключенное состояние.

Значение мнемознаков:

1) загорание зеленой лампы ТД сигнализирует о включении турбодетандера;

2) красная и зеленая лампы ОПК, БПК сигнализируют закрытое и открытое положение основных приемных и байпасных приемных клапанов воздухозаборного устройства;

3) красная и зеленая лампы ВПУ сигнализируют соответствующим о выключенном или включенном состоянии валоповоротного устройства;

4) маслоохладитель (ВО). Загорание ламп в каждом ряду имеет следующее значение: левая зеленая - вентиляторы включены; правая зеленая - вентиляторы включены на вращение в обратном направлении («РЕВЕРС»); красная - вентиляторы выключены;

5) загорание зеленой лампы РДВ сигнализирует о том, что сработало реле давления воздуха и давление воздуха за компрессором достигло 5

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

МПа; 6) зеленая лампа Н загорается при включении нагнетателя в работу (обороты ТВД достигли 4200 мин^{-1} , кран 3 закрыт, агрегат в работе);

7) красная и зеленая лампы ПМН, РМН, МНУ1, МНУ2 сигнализируют выключенное и включенное состояние пускового, резервного и маслонасосов уплотнения;

8) красная и зеленая лампы ЗСМ сигнализируют закрытие и открытие задвижки слива масла из маслобака;

9) красная лампа КС сигнализирует о загорании факела в камере сгорания; [6].

2.2.7 Постоянно показывающие и регистрирующие приборы.

Непрерывное аналоговое измерение и регистрация наиболее важных контролируемых параметров осуществляется с помощью показывающих и регистрирующих приборов А 542 и одношкальных узкопрофильных приборов А 501.

Шкалы приборов соответствуют пределам измерений контролируемых параметров. Аналоговая регистрация осуществляется на общем поле диаграммной ленты цветом, соответствующим цвету указателя. Скорость продвижения диаграммной ленты 40 мм/ч . Одного рулона достаточно для 10 суток непрерывной регистрации.

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

2.3 Остановка газоперекачивающего агрегата

Остановки ГПА разделяются на нормальные и вынужденные. Нормальные остановки (НО) могут быть плановыми и внеплановыми. Плановыми называются нормальные остановки, связанные с выводом агрегатов в плановый ремонт, резерв по графику, а также с плановыми остановками компрессорных станций на профилактические ремонты. Внеплановыми нормальными остановками называются остановки, не связанные с отказом ГПА, вспомогательного оборудования, общестанционных систем обеспечения агрегата (электроэнергией, топливным газом и т. п.) и производимые по предварительно принятому решению.

Вынужденной остановкой ГПА называется его остановка из-за повреждения (или угрозы повреждения) узлов и деталей, отказов регулирования, автоматики, маслоснабжения и других систем агрегата, выхода из строя вспомогательного оборудования или общестанционных систем обеспечения агрегата.

Вынужденная остановка может быть аварийной и нормальной. Аварийная остановка осуществляется при нажатии кнопки аварийной остановки или срабатывании защит агрегата. При этом происходит мгновенное закрытие стопорного клапана. Вынужденная нормальная остановка производится в тех случаях, когда агрегат может быть разгружен и остановлен в соответствии с порядком нормальной остановки по технической инструкции завода - изготовителя.

2.3.1 Нормальная остановка.

Нормальная остановка происходит по команде оператора при нажатии кнопки «НОРМАЛЬНАЯ ОСТАНОВКА» на пульте управления. На УПИ гаснет табло АГРЕГАТ В РАБОТЕ и загорается табло НО.

Открывается станционный кран 6 (на мнемосхеме загорается зеленая лампа кр.6). Нагнетатель разгружается на «кольцо».

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Для снижения температуры продуктов сгорания после ТНД со скоростью не более плюс 25 °С в минуту включается программное воздействие на электродвигатель регулятора скорости с целью постепенного закрытия регулирующего клапана.

После снижения частоты вращения ротора ТНД до частоты вращения 3300 мин⁻¹ происходит перестановка кранов нагнетателя:

- открываются краны 3бис и 3 (на мнемосхеме загораются зеленые лампы кр.3бис и кр.3);

- закрываются краны 1 и 2 (на мнемосхеме загораются красная лампы кр.1 и кр.2);

- открывается кран 5 (на мнемосхеме загорается зеленые лампы кр.5).

Газ из контура нагнетателя через свечу сбрасывается в атмосферу.

При снижении давления масла за главным маслонасосом смазки до 0,45 МПа включается пусковой маслонасос (на мнемосхеме загорается зеленые лампы ПМН).

Снижение давления воздуха в проточной линии при движении регулятора скорости «НИЖЕ» приводит к закрытию регулирующего клапана (на мнемосхеме загорается красная лампа РК). Гаснут основные горелки камеры сгорания.

Подается напряжение на электромагнитные вентили ЭМВ1 и ЭМВ2, они открываются, и происходит сброс воздуха из линии предельного регулирования. Закрывается стопорный клапан (на мнемосхеме загорается красная лампа СК). Гаснет факел дежурной горелки в камере сгорания (на УПИ гаснет табло ФАКЕЛ ЗАЖЖЕН). Открываются выпускные клапаны ВВК1, ВВК2 и сбрасывается воздух за компрессором. Выбегают по инерции роторы ТВД и ТНД. Закрывается кран 12, и открывается кран 9 (на мнемосхеме загораются красная лампа кр.12 и зеленая лампа кр.9), газ из топливного коллектора агрегата сбрасывается в атмосферу через свечу. Происходит отключение защит: по давлению воздуха предельной защиты, по давлению топливного газа и по погасанию факела.

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

После закрытия регулирующего клапана электродвигатель регулятора скорости останавливается. После закрытия стопорного клапана он вновь включается на непрерывное вращение, возвращая регулятор скорости в исходное положение «МАХ». Отключаются вентиляторы в комплексной воздухоочистительной установке (на пульте управления загораются индикаторы ДСФ ОТКЛ.). Закрывается электромагнитный вентиль ЭМВ-5, прекращая подачу воздуха в систему регулирования.

При снижении давления газа в полости нагнетателя до величины менее 0,2 МПа и снижении частоты вращения ротора ТВД до величины менее 10 мин⁻¹ отключается защита по перепаду «масло-газ» с последующей остановкой маслососа уплотнения (на мнемосхеме загорается красная лампа МНУ1 или МНУ2; на УПИ загорается табло АГРЕГАТ ГОТОВ К РАБОТЕ).

Пусковой маслосос остановится (на мнемосхеме загорится красная лампа ПМН) при закрытом СК, давлении газа в полости нагнетателя менее 0,2 МПа, оборотах вала ТВД менее 10 мин⁻¹ (ротор ТВД остановился) и снижении температуры за ТНД до величины менее плюс 75 °С. Отключится защита по давлению масла смазки. Выключится вентилятор отсоса (на пульте управления загорается индикатор ВЕНТ. ОТСОСА ОТКЛ.).

Если регулирующий клапан не закроется своевременно, то через 30 мин после подачи команды на остановку агрегата закроется кран 12, откроется кран 9, сработают электромагнитные вентили ЭМВ1, ЭМВ2, и агрегат остановится аварийно.

2.3.2 Аварийная остановка.

Аварийная остановка происходит при срабатывании одной из защит агрегата или по команде оператора в случаях:

- прорыва газа в машзал;
- воспламенения масла;
- появления дыма из подшипников;

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

- большого расхода масла;
- при появлении постороннего шума в агрегате;
- при угрозе безопасности обслуживающему персоналу и оборудованию.

Оператор нажимает красную кнопку на пульте управления или по месту на агрегате. На УПИ гаснет табло АГРЕГАТ В РАБОТЕ и загорается табло АО.

Подается напряжение на электромагнитные вентили ЭМВ1 и ЭМВ2, они открываются, и происходит сброс воздуха из линии предельного регулирования. Закрывается стопорный клапан (на мнемосхеме загорается красная лампа СК), гаснет факел в камере сгорания (на УПИ гаснет табло ФАКЕЛ ЗАЖЖЕН). Сброс воздуха предельного регулирования приводит к открытию сброса воздуха из проточной линии. Давление в ней падает, закрывается регулирующий клапан (на мнемосхеме загорается красная лампа РК) и открываются выпускные клапаны (ВВК1 и ВВК2), сбрасывая воздух за компрессором. Роторы ТВД и ТНД по инерции выбегают. При снижении давления масла за главным насосом смазки до 4,5 кгс/кв.см включается пусковой маслонасос (на мнемосхеме загорается зеленые лампа ПМН).

Закрывается кран 12, открывается кран 9 (на мнемосхеме загораются красная лампа кр.12 и зеленая лампа кр.9).

После закрытия стопорного клапана включается электродвигатель регулятора скорости на непрерывное вращение и возвращает регулятор скорости из текущего положения в исходное состояние «МАХ». Отключаются вентиляторы в комплексной воздухоочистительной установке. Закрывается электромагнитный вентиль ЭМВ-5, прекращая подачу воздуха в систему регулирования. Газотурбинная установка останавливается.

Одновременно с остановкой ГТУ происходит отключение нагнетателя. Открываются краны нагнетателя 3бис и 3 (на мнемосхеме

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

загораются зеленые лампы кр.3бис и кр.3), стационарный кран 6 (на мнемосхеме загорается зеленые лампы кр.6). Закрываются краны 1 и 2 (на мнемосхеме загораются красная лампы кр.1 и кр.2), после этого открывается кран 5 (на мнемосхеме загорается зеленые лампы кр.5). Газ из контура нагнетателя сбрасывается через свечу в атмосферу.

При снижении давления газа в полости нагнетателя до величины менее 0,2 МПа и снижении частоты вращения ротора ТВД до величины менее 10 мин⁻¹ отключается маслонасос уплотнения.

Пусковой маслонасос при закрытом СК, давлении газа в полости нагнетателя менее 0,2 МПа, оборотах вала ТВД менее 10 мин⁻¹ и снижении температуры за ТНД ниже плюс 75 °С. Выключается вентилятор отсоса. Агрегат аварийно остановлен.

После устранения причины, вызвавшей аварийную остановку, нажимают на пульте управления кнопку «ДЕБЛОКИРОВКА». На УПИ гаснет табло АО и загорается табло АГРЕГАТ ГОТОВ К ПУСКУ.

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.4 Включение защиты агрегата.

Защита по давлению масла смазки. Включается (становится в дежурный режим) на первом этапе пуска при повышении давления масла на смазку подшипников турбины до 0,05 МПа, опорно-упорного подшипника нагнетателя до 0,3 МПа.

Срабатывает при снижении давления масла на смазку подшипников турбины до 0,02 МПа или подшипника нагнетателя до 0,15 МПа.

Отключается по выполнении условий при нормальной или аварийной остановке:

- обороты вала ТВД менее $1,0 \text{ мин}^{-1}$;
- стопорный клапан закрыт;
- температура за ТНД менее плюс $75 \text{ }^\circ\text{C}$;
- давление газа в полости нагнетателя менее 0,2 МПа.

Защита по перепаду «масло-газ». Включается на втором этапе пуска при открытии крана 4. Срабатывает при снижении величины перепада давлений «масло-газ» до 0,05 МПа.

Отключается по выполнении нормальной или аварийной остановки и снижении давления газа в полости нагнетателя до величины менее 0,2 МПа.

Защита по давлению воздуха предельной защиты. Включается при инициализации выполнения операции третьего этапа пуска. Срабатывает при снижении давления воздуха в линии предельного регулирования до 0,08 МПа (при включенной защите).

Отключается на нормальной остановке при закрытии регулирующего клапана или через 30 мин с начала выполнения операций по нормальной остановке и не закрытии РК. При аварийной остановке отключается при появлении сигнала на аварийный останов агрегата.

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

Защита по давлению топливного газа. Включается на третьем этапе пуска при повышении давления воздуха за компрессором более 5,0 МПа, открытии крана 12 и через 20 с после включения запала.

Срабатывает при снижении давления топливного газа перед стопорным клапаном до 1,0 МПа.

Отключается на нормальной остановке при закрытии регулирующего клапана или через 30 мин с начала выполнения операций по нормальной остановке и не закрытии регулирующего клапана.

Защита по погасанию факела. Включается на третьем этапе пуска при открытии крана 12 и появлении сигнала ФАКЕЛ ЗАЖЖЕН.

Срабатывает при погасании факела в камере сгорания на работающем агрегате.

Отключается на нормальной или аварийной остановке при закрытии крана 12.

Защита по оборотам. Агрегат аварийно останавливается при повышении оборотов вала ТВД до 5300 мин⁻¹ или оборотов вала ТНД до 5250 мин⁻¹.

Защита по температуре. Срабатывает:

- при повышении температуры вкладышей подшипников до плюс 80 °С;
- повышении температуры продуктов сгорания после ТНД до плюс 545 °С.
- повышении температуры продуктов сгорания перед ТВД до плюс 810 °С;

Защита по уровню масла в аккумуляторе масла. Срабатывает при снижении уровня масла в гидроаккумуляторе нагнетателя.

Защита по осевому сдвигу. Срабатывает при повышении давления воздуха в реле осевого сдвига роторов ТВД, ТНД до 0,1 МПа или масла в реле нагнетателя до 0,35 МПа.

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

Защита по самопроизвольной перестановке кранов. Срабатывает, если агрегат находится в режиме «АГРЕГАТ В РАБОТЕ» и самопроизвольном закрытии любого из кранов 12, 1, 2 [7].

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.5 Первичные преобразователи нижнего уровня автоматизации ГПА

Средства измерения, используемые при автоматизации ГПА сведены в таблице 2.1 и показаны на ФСА рисунке 3.2. противоаварийная защита указана в таблице 2.2

Таблица 2.1 – Перечень средств измерения используемые при автоматизации ГПА

Позиционное обозначение	Наименование	Кол-во
1,2,3	Преобразователь термоэлектрический ТХАУ-1172	3
4	Термопреобразователь сопротивления ТСПУ-5081	1
5	Термопреобразователь сопротивления ТСПУ-9418	1
6,7	Датчик давления «Сапфир – 22 ДИ»	2
8,10	Манометр показывающий МП4-У	2
9,11	Датчик давления Метран -100	2
12,13	Датчик вибрации ВК310С	2
14,15	Датчик частоты вращения ДЧВ-2500А	2
16	Датчик загазованности СТМ-10	1
17	Вторичный преобразователь СГМ «Эрис» в составе: Модуль ввода токовый (МВТ)	1
18...25	Кнопка управления «Wessen»	8
26	Пост управления кнопочный взрывозащищенный КУ 92	1
27	Пост аварийный сигнализации световой и звуковой ПАСВ1	1

Таблица 2.2 – Противоаварийная защита ГПА

Номер сценария	Позиционное обозначение	Условие срабатывания	Действие защита
1	TE 5-1	Превышение температуры на выходной линии ГПА	СК закрывается
2	SE 12-1	Превышение вибрации переднего подшипника ГПА	СК закрывается
3	SE 13-1	Превышение вибрации заднего подшипника ГПА	СК закрывается
4	QE 16-1	Аварийная загазованность на площадке ГПА	СК закрывается

2.5.1 Преобразователь термоэлектрический ТХАУ-1172.

Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТХАУ-1172 (далее термопреобразователи) предназначены для измерения температуры выхлопных газов, воды, пара, воздуха, инертных газов.

Термопреобразователи обеспечивают непрерывное преобразование температуры в унифицированный токовый сигнал.

Термопреобразователи с защитной арматурой из стали 10X17H13M2T могут использоваться в агрессивной рабочей среде, содержащей до 25% сероводорода H₂S и углекислого газа CO₂ и рассчитаны на работу в среде, содержащей до 10 мг/м сероводорода (кратковременно до 100 мг/м в течение до 230 часов в год).

Принцип работы термопреобразователей основан на линейной зависимости унифицированного выходного сигнала от температуры. Термопреобразователи состоят из термопар в защитной арматуре из нержавеющей стали, в головки которых вмонтированы измерительные преобразователи. Тип термопары ТХА. Термопреобразователи имеют компенсацию свободных концов. Выходные сигналы - постоянный ток от 4 до 20 мА с линейно возрастающей характеристикой. Термопреобразователи имеют одну модификацию и 4 исполнения [6].

3.5.2 Преобразователь термоэлектрический ТСПУ

Для одновременного измерения температуры одной точки двумя приборами применяются двойные термопреобразователи сопротивления, в которые встроены два электрически изолированных друг от друга чувствительных элемента.

В качестве чувствительного элемента платиновых термопреобразователей сопротивления используют платиновую спираль, размещенную в каналах керамического каркаса и укрепленную там изоляционным порошком. Чистая платина — наилучший и наиболее распространенный материал для изготовления чувствительных элементов термопреобразователей сопротивления.

К достоинствам платины следует отнести ее сравнительно высокую химическую инертность вплоть до высоких температур, высокую температуру плавления, высокое удельное сопротивление (10 мкОм/см при комнатной температуре).

Платиновые термопреобразователи сопротивления (ТСП) используют для измерения температуры в диапазоне от минус 260 до плюс 1100 °С [7].

2.5.3 Измерительный преобразователь Сапфир-22ДИ-Ех.

Преобразователь измерительный взрывозащенный Сапфир-22-Ех предназначен для работы в системах автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами взрывоопасных производств и обеспечивает непрерывно преобразование значения измеряемого параметра - давления избыточного, абсолютного, гидростатического, разряжения, разности давления нейтральных и агрессивных сред в унифицированный токовый сигнал дистанционной передачи.

Датчик избыточного давления имеет выходной сигнал 4-20 мА и микропроцессорный электронный преобразователем с индикатором.

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Датчик состоит из преобразователя давления и электронного преобразователя. Датчики имеют унифицированный электронный преобразователь.

Измеряемая входная величина подается в камеру сенсорного блока и преобразуется в деформацию чувствительного элемента, вызывая при этом изменение электрического сопротивления его тензорезисторов.

Измеряемая входная величина подается в камеру сенсорного блока и преобразуется в деформацию чувствительного элемента, вызывая при этом изменение электрического сопротивления его тензорезисторов.

Электронный преобразователь датчика преобразует это изменение сопротивления в токовый выходной сигнал.

Чувствительным элементом тензопреобразователя является пластина из монокристаллического сапфира с кремниевыми пленочными тензорезисторами, прочно соединенная с металлической мембраной тензопреобразователя.

Функционально электронный преобразователь состоит из аналого-цифрового преобразователя (АЦП), блока памяти АЦП, микроконтроллера с блоком памяти, цифро-аналогового преобразователя (ЦАП), стабилизатора напряжения, фильтра радиопомех и блока регулировки и установки параметров [9].

2.5.4 Датчик давления Метран-100.

Датчик давления Метран-100 предназначен для работы в системах автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами и обеспечивают непрерывное преобразование измеряемых величин - давления избыточного, абсолютного, разрежения, давления-разрежения, разности давлений, гидростатического давления нейтральных и агрессивных сред в унифицированный токовый выходной сигнал дистанционной передачи, цифровой сигнал на базе HART-протокола и цифровой сигнал на базе интерфейса RS-485 с протоколами обмена ICP или Modbus.

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

Датчик избыточного давления имеет выходной сигнал 4-20 мА и микропроцессорный электронный преобразователем с индикатором.

Датчик состоит из преобразователя давления и электронного преобразователя. Измеряемая входная величина подается в камеру сенсорного блока и преобразуется в деформацию чувствительного элемента, вызывая при этом изменение электрического сопротивления его тензорезисторов.

Измеряемая входная величина подается в камеру сенсорного блока и преобразуется в деформацию чувствительного элемента, вызывая при этом изменение электрического сопротивления его тензорезисторов.

Измеряемая входная величина подается в камеру сенсорного блока и преобразуется в деформацию чувствительного элемента, вызывая при этом изменение электрического сопротивления его тензорезисторов.

Чувствительным элементом тензопреобразователя является пластина из монокристаллического сапфира с кремниевыми пленочными тензорезисторами, прочно соединенная с металлической мембранной тензопреобразователя

Электронный преобразователь датчика преобразует это изменение сопротивления в токовый выходной сигнал [8].

2.5.5 Датчик вибрации ВК 310С.

Вибропреобразователи серии ВК-310 представляют собой пьезоэлектрические акселерометры с согласующими усилителями и предназначены для применения в составе аппаратуры непрерывного вибрационного контроля, защиты и вибродиагностики турбоагрегатов, питательных насосов двигателей нефтеперекачивающих и газокompрессорных станций, вибродиагностики электрических станций и других объектов.

Вибропреобразователи серии ВК-310 состоят из пьезоэлектрического преобразователя (далее - датчика) соединенного с согласующим усилителем (далее -предусилителем) и выпускаются в двух

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

модификациях, отличающихся конструктивным исполнением.

2.5.6 Датчик загазованности СТМ-10.

Стационарный сигнализатор СТМ-10 предназначен для автоматического непрерывного контроля дозврывоопасных концентраций многокомпонентных воздушных смесей горючих газов и паров.

Область применения: в процессе добычи, переработки, транспортировки газа, нефти и нефтепродуктов; ТЭК (ТЭЦ, ГРЭС и т.д.), на объектах газовых и автомобильных хозяйств, на заправках; на промышленных предприятиях (окрасочные участки, канализационные участки, котельные); на складах ГСМ; на судах речных и морских парокходств. Принцип работы - термохимический.

Сигнализатор СТМ-10 имеет световую сигнализацию на лицевой панели по каждому каналу при достижении пороговых концентраций горючих газов или неисправности датчика.

В случае использования модификаций сигнализатора с принудительной подачей контролируемой среды необходима линия сжатого воздуха с давлением от 0,25 до 0,6 МПа. Загрязненность линии сжатого воздуха должна быть не более класса 5 по ГОСТ 17433. Расход контролируемой среды для сигнализаторов с принудительной подачей пробы не менее 48 л/ч.

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

3 Анализ средств учета и контроля расхода газа

Основными средствами учета и контроля газа являются расходомеры. Роль расходомеров в современном мире довольно высока так как задача контроля расхода сводится к задаче максимальной экономии энергетических ресурсов многих стран мира, учитывая то, что цена на них возрастает с каждым днем, и увеличивается масштаб потребления.

Существует большое количество разных приборов для измерения расхода и количества веществ, различающихся принципами действия и методами измерений. При выборе СИ расхода и его количества исходят из свойств измеряемого вещества, его параметров и требований к точности измерения.

Учет газа организуется с целью:

- осуществления взаимных расчетов между «поставщиком» и «потребителем» газа;
- составления баланса газа на технологические нужды предприятия;
- контроля за рациональным и эффективным использованием газа на предприятии.

Различают следующие виды контроля и учета:

- оперативный контроль, связанный с получением информации о величине расхода и количества, который используется в системах регулирования и управления технологическим процессом;
- коммерческий контроль и учет, являющийся наиболее ответственным видом учета. Производится по правилам и документам, имеющим статус юридических норм, регулирующих взаимоотношения между поставщиком и потребителем. Именно по коммерческим узлам учета определяется объем газа, перекаченного по магистральному газопроводу;
- хозрасчетный контроль и учет, где учет осуществляется в рамках одного предприятия. Этот вид учета используется для разнесения затрат между подразделениями предприятия при определении себестоимости продукции.

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В ЛПУ МГ г Аши коммерческие узлы учета предназначены для учета количества газа переданного по системе газопроводов предприятия потребителям.

Хозрасчетные узлы учета газа предназначены для измерений расхода природного газа, используемого в качестве топлива для работы газотурбинных двигателей газоперекачивающих агрегатов.

Целью данной задачи является определение наиболее выгодного средства измерения расхода газа.

Узлы являются унифицированными элементами и входят в состав комплексной установки подготовки топливного, пускового, импульсного газа КС. Они должны обеспечивать измерение расхода и надежную подачу топливного газа к каждому газоперекачивающему агрегату и компрессорному цеху в целом, а также измерение расхода газа, потребляемого на собственные нужды КС (котельные, электростанции).

Применяются следующие основные принципы измерений и газоснабжения ГПА топливным газом:

- а) цеховой;
- б) агрегатный;
- в) комбинированный (агрегатно-цеховой).

На сегодняшний день самым распространенным методом учета расхода попутного газа является метод переменного перепада давления. Данный метод измерения расхода газа реализуется в информационно-измерительных системах многих компаний, в частности, и на данном предприятии. Методика расчета расхода и определение неопределенности (погрешности) измерения расхода нормирована ГОСТ 8.586.1-5-2005 «Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств». В качестве преобразователей расходомеров в данном методе применяются сужающие устройства. Наиболее распространенным первичным преобразователем расхода считается сужающее устройство в виде стандартной диафрагмы.

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

Объясняется этот факт, прежде всего простотой конструкции данного типа преобразователя, детальной проработкой методики выполнения измерений и поверки.

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.1 Расходомеры с сужающими устройствами

Широкое применение расходомеров с сужающими устройствами объясняется их простотой конструкции, дешевизной, возможностью эксплуатации практически при любых давлениях и температурах. Для их поверки и градуировки не требуются образцовые расходомерные установки, необходимые почти для всех остальных расходомеров и счетчиков газа. Кроме того, они обладают важным достоинством – возможностью массового производства, так как индивидуально изготавливается только первичный преобразователь (сужающее устройство), а все остальные, наиболее сложные части (давления и средства обработки показаний, средства измерений температуры, перепада давления) могут изготавливаться крупносерийно.

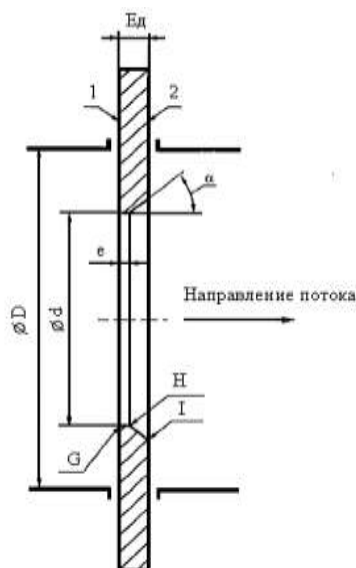
Сужающее устройство – чувствительный элемент первичного измерительного преобразователя, представляющий собой диафрагму [12]. Диафрагма выполнена в виде тонкого диска с отверстием, имеющим со стороны входа потока острую прямоугольную кромку (рисунок 4.1). Другими словами, диафрагма представляет собой тонкий диск с отверстием круглого сечения с острой кромкой, центр которого лежит на оси трубы.

Вычисление расхода газа производится по измерению перепада давления на сужающем устройстве (СУ), в качестве СУ применяется устройство сужающее быстросъемное УСБ-150.

Конструкция УСБ основана на методе измерения расхода газа с помощью дисковой диафрагмы. Узлы и детали УСБ изготавливаются из высокопрочной стали, позволяющей выдерживать давления до 160 кгс/см². УСБ состоит из двух частей, соединенных между собой болтами. Каждая часть представляет собой плюсовую и минусовую камеру, между которыми расположена измерительная диафрагма, поджатая к минусовой камере шпильками. УСБ имеет паз для монтажа (демонтажа) диафрагмы,

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

перекрываемой изнутри самоуплотняющейся крышкой, а снаружи соединительной накладкой центрующимися шпильками.



1 – входной торец диафрагмы; 2 – выходной торец диафрагмы; E_d – толщина диафрагмы; D – диаметр проходного сечения измерительного трубопровода; e – длина цилиндрической части отверстия диафрагмы; d – диаметр отверстия; G, H, I – кромки; α – угол наклона образующей конуса к оси отверстия диафрагмы

Рисунок 3.1 – Диафрагма

Отбор давления газа до и после диафрагмы производится из кольцевых камер со специальных сквозных отверстий в корпусе.

В данное время учет расхода топливного газа производится измерительными комплексами, состоящими из первичного элемента – сужающего устройства (диафрагмы), дифманометра сильфонного самопишущего ДСС-712-2с и электронного моста Диск-250, работающего с термоэлектрическим термометром сопротивления ТСМ-50М. Прибор ДСС-712-2с и Диск-250 являются самопишущими, на них устанавливаются диаграммы. На этих диаграммах фиксируются значения, необходимые для планиметрирования (обработки с помощью планиметра) оператором. После обработки диаграмм по полученным значениям с применением

программного обеспечения, производится расчет суточного количества газа.

Основным недостатком измерительного комплекса является невысокая точность учета расхода газа, передача на верхний уровень возможна только после обработки диаграмм, т.е. говорить об оперативности передачи данных не приходится. Это зачастую является основной причиной разбалансов при учете топливного газа. Требуется внедрение автоматизированной системы учета расхода газа.

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

3.2 Обоснование выбора средств измерений

Для проверки правильности выбора средств измерений в соответствие, заданными в нормативной документации, нормами точности выполним расчет относительной расширенной неопределенности результата измерений расхода на примере одного из узлов учета газа.

Оценка неопределенности измерения имеет большую важность, потому что она дает возможность тем, кто использует результаты измерения, оценить надежность этих результатов. Без этой оценки результаты измерения не могут быть сравнимы ни между собой, ни с эталонными, приведенными в спецификациях или стандартах. Для того, чтобы получить сравнимые результаты из оценок неопределенностей измерения, эксперты из семи международных организаций, занимающихся метрологией или стандартизацией, разработали «Руководство по выражению неопределенности измерения», (GUM). Руководство устанавливает основные правила для оценки и выражения неопределенности в измерении, которые могут быть соблюдены на различных уровнях точности и в различных областях применения.

Стандартная неопределенность - неопределенность результата измерения, выраженная как стандартное отклонение.

Относительная стандартная неопределенность - отношение стандартной неопределенности к значению оценки измеряемой величины, выраженное в процентах.

Суммарная стандартная неопределенность - стандартная неопределенность результата измерения, когда результат получают из значений ряда других величин, равная положительному квадратному корню суммы членов, причем члены являются дисперсиями или ковариациями этих других величин, взвешенных в соответствии с тем, как результат измерения изменяется в зависимости от изменения этих величин.

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

Относительная суммарная стандартная неопределенность - Отношение суммарной стандартной неопределенности результата измерения к значению оценки измеряемой величины, выраженное в процентах.

Расширенная неопределенность - величина, определяющая интервал вокруг результата измерения, в пределах которого, можно ожидать, находится большая часть распределения значений, которые с достаточным основанием могут быть приписаны измеряемой величине.

Относительная расширенная неопределенность - отношение расширенной неопределенности к значению оценки измеряемой величины, выраженное в процентах.

При оценке относительной расширенной неопределенности результатов измерений расхода и количества среды определяют интервал вокруг результата измерения, в пределах которого находятся значения, которые с 95% уровнем доверия могут быть приписаны измеряемой величине.

Процедура оценки неопределенности результата измерений расхода и количества газа предполагает наличие ограниченной исходной информации, когда для СИ нормированы только следующие метрологические характеристики:

- границы допускаемых отклонений СИ или неопределенности результатов измерений, вносимой СИ, с указанием уровня доверия;
- границы допускаемых дополнительных отклонений СИ или неопределенности результатов измерений, вносимые СИ, при наибольших отклонениях внешних влияющих величин от нормальных значений, либо максимально допускаемые значения коэффициентов влияния.

При этом отсутствует информация о виде функции распределения внешних влияющих величин и частотных характеристиках изменений измеряемой величины и внешних влияющих величин.

В этом случае принимают следующие допущения:

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

- в качестве математического ожидания коэффициента чувствительности принимается его нормируемое максимально допустимое значение;

- все значимые систематические эффекты учтены в результатах измерений;

- распределение вероятностей значений измеряемой величины соответствует нормальному закону Гаусса;

- между входными переменными уравнения расхода не существует корреляционных связей.

Для количественного выражения неопределенности результата измерения, представленной в виде границ отклонения значения величины от ее оценки, полагают, что распределение возможных значений измеряемой величины в указанных границах не противоречит равномерному распределению.

Метрологические характеристики узла учета определяются с учетом условно-постоянных величин и контролируемых параметров при эксплуатации узла учета.

Одним из основных условий, влияющих на точность измерений расхода газа, является уменьшение неопределенности, вносимой измерительным преобразователем или измерительным прибором с учетом основной и дополнительных составляющих неопределенности, входящих в состав узла учета газа.

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

3.3 Оценка относительной расширенной неопределенности измерений расхода

По ГОСТ 8.586.5-2005 произведем оценку относительной расширенной неопределенности измерений расхода стандартных сужающих устройств.

Исходные данные представлены в таблице 3.1.

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

Таблица 3.1 – Исходные данные для расчета

Исходные данные	Значения
Измеряемая среда	Природный газ
Средний расход в процентах от максимального значения расхода, %	$Q_{cp} = 70 (0,7 Q_{max})$
Минимальный расход в процентах от максимального значения расхода, %	$Q_{min} = 30$
Плотность газа при нормальных условиях, кг/м ³	$\rho_c = 0,6866$
Содержание азота и углекислого газа, %	$N_{N_2} = 0,8103, N_{CO_2} = 0,0613$
Избыточное давление газа, Мпа (кгс/см ²)	$p_u = 1,765, (18,0)$
Давление барометрическое, Мпа (мм.рт.ст.)	0,0990...0,1008, (743,3...756,2)
Температура газа, К (°С)	$T = \text{плюс } 291,1518,$ $(t = \text{плюс } 18)$
Температура воздуха, окружающая измерительные преобразователи, К (°С)	Плюс 286,15... плюс 303,15 , (плюс 15... плюс 30)
Внутренний диаметр трубопровода, мм	$D_{20} = 147,16$
Материал трубопровода	сталь 09Г2С
Температурный коэффициент линейного расширения материала трубопровода	$\alpha_{tT} = 10,896 \cdot 10^{-6}$
Эквивалентная шероховатость стенок трубопровода, мм	$R_{\Omega} = 0,15$
Уступ от состыкованных труб на прямом участке ИТ, мм	$h = 0,69$
Расстояние от уступа до СУ, м	0,36
Способ отбора перепада давления	угловой
Диаметр отверстия диафрагмы, мм	$d_{20} = 74,97$

Таблица 3.1 – Исходные данные для расчета

Исходные данные	Значения
Материал сужающего устройства	нержавеющая сталь 12X18H10T
Температурный коэффициент линейного расширения материала диафрагмы	$\alpha_{tcy} = 16,3 \cdot 10^{-6}$
Смещение оси сужающего устройства относительно оси трубопровода, мм	$e_x = 0$

Комплект средств измерений, входящих в узел учета газа представлен в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Комплекс средств измерений входящих в узел учета газа

Средство измерений	Характеристика	Предел измерения	Класс точности, погрешнос	Дата поверки, г
Дифманометр сильфонный самопишущий ДСС-712-2с-М1 № 560303;	Давление, кгс/ см ²	(0 ... 0,25) (0... 0,63)	1,5	24.05.2011 24.05.2011
Дифманометр сильфонный самопишущий ДСС-712-2с-М1	Давление, кгс/ см ²	(0 ...25)	1,0	24.05.2011
Термоэлектрический термометр сопротивления ТСМ гр.50М	Температур а, °С	От минус 50 до плюс 150	В	05.07. 2011
Электронный мост Диск-250 № 19466	Температур а, °С	От 0 до плюс 50	1,0	24.05. 2011
Диафрагма камерная сужающая ДКС-10-150	Условный проход, мм	d20 = 74,97		04.05. 2011
Барометр – aneroid М67	Давление, мм.рт.ст.	600...800	±0,8 мм. рт. ст.	30.04. 2011
Среднее значение измеряемого параметра		Планиметры пропорциона льный и	(0...100); (0...7,5)	24.05. 2011

Общая формула для расчета относительной стандартной неопределенности измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, согласно ГОСТ 8.586-5-2005:

$$u'_q{}^2 = \left(u'_c{}^2 + u'_{\kappa\Omega}{}^2 + u'_{\kappa n}{}^2 + \left(\frac{2\beta^4}{1-2\beta^4} \right)^2 \cdot u'_D{}^2 + \left(\frac{2}{1-\beta^4} \right)^2 \cdot u'_d{}^2 + u'_\varepsilon{}^2 + 0,25 \cdot \left(u'_{\Delta P}{}^2 + u'_T{}^2 + u'_{Pc}{}^2 + u'_k{}^2 \right) \right)^{0,5},$$

(3.1)

где u'_c - относительная стандартная неопределенность коэффициента истечения с учетом влияющих факторов равна:

$$u'_c = 0,5(U'_{C_o} + U'_L + U'_{l_i} + U'_{e_x} + U'_h), \quad (3.2)$$

где $U'_{C_o} = 0,5 \%$ - относительная расширенная неопределенность коэффициента истечения, определяется согласно ГОСТ 8.586.2;

$U'_L = 0$ - составляющая неопределенности коэффициента истечения, которая обусловлена сокращением длины прямолинейных участков и определяется в соответствии с ГОСТ 8.586.2;

$U'_{l_i} = 0$ - составляющая неопределенности коэффициента истечения, которая обусловлена сокращением длины прямолинейных участков между СУ и гильзой термометра и определяется в соответствии с ГОСТ 8.586.2; $U'_{e_x} = 0$ - составляющая неопределенности коэффициента истечения, которая обусловлена взаимным расположением диафрагмы и камеры усреднения и определяется в соответствии с ГОСТ 8.586.2;

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$U'_h=0,2$ % - составляющая неопределенности коэффициента истечения, которая обусловлена наличием уступа между секциями измерительного трубопровода и определяется в соответствии с ГОСТ 8.586.2.

$$u'_c = 0,5(0,5 + 0 + 0 + 0 + 0,2) = 0,35 \text{ \%}.$$

u'_d - относительная стандартная неопределенность измерений диаметра отверстия диафрагмы, значение которой принимают равным 0,02%,

u'_D - относительная стандартная неопределенность измерений диаметра трубопровода, значение которой принимают равным 0,1% по ГОСТ 8.586.5.

Составляющая относительной стандартной неопределенности измерений расхода, выраженная в формуле (4.1) в виде произведения

$$\left(\frac{2\beta^4}{1-\beta^4}\right)^2 \cdot u'^2_{D^2}, \text{ при } \beta = 0,50944, \text{ имеет значение } \left(\frac{2 \cdot 0,50944^4}{1 - 0,50944^4}\right)^2 \cdot 0,1^2 = 2,09 \cdot 10^{-4},$$

где β - относительный диаметр отверстия сужающего устройства равный отношению диаметра отверстия СУ к внутреннему диаметру измерительного трубопровода перед СУ, рассчитывается по формуле:

$$\beta = \frac{d}{D}. \tag{3.3}$$

Составляющая относительной стандартной неопределенности измерений расхода, выраженная в формуле (4.1) в виде произведения

$$\left(\frac{2}{1-\beta^4}\right)^2 \cdot u'^2_d, \text{ имеет значение } \left(\frac{2}{1 - 0,50944^4}\right)^2 \cdot 0,02^2 = 1,839 \cdot 10^{-3}.$$

$u'_{K\Omega}$ - относительная стандартная неопределенность определения поправочного коэффициента, учитывающего шероховатость внутренней поверхности измерительного трубопровода, принимают равной $\frac{1}{2}$ значения относительной расширенной неопределенности коэффициента шероховатости $U'_{K\Omega}$ и вычисляют согласно ГОСТ 8.586.2 по формуле

$$U'_{K_u} = \left| \frac{K_{\Omega} - 1}{K_{\Omega}} \right| \cdot U'_{R_{\Omega}}, \quad (3.4)$$

где $U'_{R_{\Omega}}$ - относительная расширенная неопределенность определения эквивалентной шероховатости R_{Ω} внутренней поверхности ИТ. Значение R_{Ω} определяем по ГОСТ 8.586.1 в зависимости от материала и состояния поверхности ИТ. Материал ИТ - сталь 092С, состояние поверхности стенки трубопровода - с незначительным налетом ржавчины. Трубопровод с такими характеристиками имеет значение $R_{\Omega} = 0,15 \cdot 10^{-3}$ м. Относительная расширенная неопределенность определения эквивалентной шероховатости $U'_{R_{\Omega}} = 33\%$;

K_{Ω} - поправочный коэффициент, учитывающий шероховатость внутренней поверхности ИТ равен 1.

$$U'_{K_{\Omega}} = \left| \frac{1,001551 - 1}{1,001551} \right| \cdot 33 = 0,05 \%$$

$$\text{Следовательно, } u'_{K_{\Omega}} = \frac{1}{2} \cdot 0,05 = 0,025 \%$$

u'_{K_n} - составляющая неопределенность измерений расхода - относительную стандартную неопределенность коэффициента притупления входной кромки диафрагмы принимают равной $\frac{1}{2}$ значения U'_{K_n} - относительной расширенной неопределенности поправочного коэффициента K_n .

U'_{K_n} рассчитывают по формуле:

$$U'_{K_n} = \left\{ \left(\frac{1 - K_n}{K_n} \right)^2 \cdot U'_{r_n} + U'_{K_n Д} \right\}^{0,5}, \quad (3.5)$$

где K_n рассчитывается по формуле:

$$K_n = 0,9826 + \left(\frac{r_k}{d} + 0,0007773 \right)^{0,6},$$

где r_k - радиус входной кромки отверстия диафрагмы рассчитывается по формуле:

$$r_k = a - (a - r_n) \cdot e^{\left(\frac{\tau_T}{3} \right)}, \quad (3.6)$$

где a - параметр, учитывающий тип измеряемой среды, который принимают для природного газа равным $0,195 \cdot 10^{-3}$;

r_n - начальный радиус входной кромки диафрагмы, определяется визуально и равен $0,5 \cdot 10^{-4}$ м. При таком способе определения r_n неопределенность U'_{r_n} принимается равной 50%;

$\tau_T = 1$ - текущее время эксплуатации диафрагмы, год;

d - диаметр отверстия диафрагмы в рабочих условиях,

$$d = d_{20} \cdot K_{CY}, \text{ мм}, \quad (3.7)$$

d_{20} - диаметр отверстия СУ при $t = 20$ °С;

K_{CY} - коэффициент, учитывающий изменение диаметра отверстия СУ, вызванное отклонением температуры среды от плюс 20 °С, определяется ГОСТ 8.586.1

$$K_{CY} = 1 + \alpha_{tcc} (t - 20), \quad (3.8)$$

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

$$K_{CV} = 1 + 0,16 \cdot 10^{-4} (18 - 20) = 0,99997,$$

$$d = 74,97 \cdot 0,99997 = 74,968 \text{ мм},$$

$$r_k = 0,195 \cdot 10^{-3} - (0,195 \cdot 10^{-3} - 0,05) \cdot e^{\left(\frac{-1}{3}\right)} = 0,03588,$$

и тогда $K_n = 0,9826 + \left(\frac{0,03588}{74,968} + 0,0007773\right)^{0,6} = 1,0047.$

$U'_{K_n Д}{}^2$ - дополнительная составляющая неопределенности, обусловленная заменой текущего значения радиуса входной кромки диафрагмы r_k на его усредненное значение \bar{r}_r и в нашем случае $U'_{K_n Д}{}^2 = 0\%$.

Тогда относительная расширенная неопределенность коэффициента притупления кромки диафрагмы равна:

$$U'_{K_n} = \left\{ \left(\frac{1 - 1,0047}{1,0047} \right)^2 \cdot 50^2 + 0 \right\}^{0,5} = 0,23\%. \quad (3.9)$$

Относительная стандартная неопределенность $u'_{K_n} = \frac{1}{2} \cdot 0,23 = 0,12\%$.

$U'_{\Delta p}{}^2$ - неопределенность результата измерений Δp рассчитывают по формуле:

$$u'_{\Delta p} = \left\{ \sum_{i=1}^n [\varrho_i \cdot u'_{y_i}]^2 \right\}^{0,5}, \quad (3.10)$$

где n - число последовательно соединенных измерительных преобразователей или измерительных приборов, используемых для измерения перепада давления;

\mathcal{G}_i – коэффициент чувствительности i -ого измерительного преобразователя или измерительного прибора перепада давления;

u'_{yi} – неопределенность, вносимая i -м измерительным преобразователем или измерительным прибором перепада давления с учетом основной и дополнительных составляющих неопределенности, рассчитывается по формуле:

$$u'_{yi} = \left[u'_{yo}{}^2 + \sum_{i=1}^n u'_{yDi}{}^2 \right]^{0,5}, \quad (3.11)$$

где n – число влияющих величин;

$u'_{yo}{}^2$ – относительная стандартная неопределенность результата измерений перепада давления, рассчитанная без учета дополнительных составляющих неопределенности, вызванных внешними влияющими факторами по формуле:

$$u'_y = 0,5 \cdot \gamma_o \cdot \frac{y_\varepsilon}{y}, \quad (3.12)$$

где y_ε – верхний предел измерений СИ принятый за нормирующий параметр;

γ_o – приведенная основная погрешность прибора.

$u'_{yDi}{}^2$ – дополнительный вклад в неопределенность результата измерений перепада давления от i -го влияющего фактора, определяемый по формуле (10.8) ГОСТ 8.586.5.

С учетом этого формулу (3.13) для дифманометра можно записать в следующем виде:

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

$$u'_{\Delta p_{дсс}} = \left[\left(0,5 \cdot \gamma_{о_{дсс}} \cdot \frac{y_{\epsilon}}{y} \right)^2 + \left(0,5 \cdot 0,5 \cdot \gamma_{о_{дсс}} \cdot \frac{\Delta x_{\max}}{\Delta x} \cdot \frac{y_{\epsilon} - y_{н}}{y} \right)^2 \right]^{0,5}, \quad (3.13)$$

где ΔX_{\max} – наибольшее отклонение внешней влияющей величины от нормального значения.

Относительная стандартная неопределенность результата измерений перепада давления прибором ДСС -712 с учетом дополнительной составляющей неопределенности, вносимой изменением температуры окружающего воздуха в диапазоне (плюс 15... плюс 30) °С,

при max расходе:

$$u'_{\Delta p_{дсс \max}} = \left[\left(0,5 \cdot 1,5 \cdot \frac{0,63}{0,63} \right)^2 + \left(0,5 \cdot 0,5 \cdot 1,5 \cdot \frac{5}{10} \cdot \frac{0,63}{0,63} \right)^2 \right]^{0,5} = 0,77 \%,$$

при среднем расходе:

$$u'_{\Delta p_{дсс ср}} = \left[\left(0,5 \cdot 1,5 \cdot \frac{0,63}{0,3087} \right)^2 + \left(0,5 \cdot 0,5 \cdot 1,5 \cdot \frac{5}{10} \cdot \frac{0,63}{0,3087} \right)^2 \right]^{0,5} = 1,58 \%,$$

при $Q_{ср} = 0,7Q_{\max}$ $\Delta p_{ср} = 0,49\Delta p$; $\Delta p = 0,49 \cdot 0,63 = 0,3087$

при минимальном расходе:

$$u'_{\Delta p_{дсс \min}} = \left[\left(0,5 \cdot 1,5 \cdot \frac{0,63}{0,0567} \right)^2 + \left(0,5 \cdot 0,5 \cdot 1,5 \cdot \frac{5}{10} \cdot \frac{0,63}{0,0567} \right)^2 \right]^{0,5} = 8,60$$

%,

при $Q_{ср} = 0,3Q_{\max}$ $\Delta p_{\min} = 0,09\Delta p = 0,09 \cdot 0,63 = 0,0567$

Формулу (4.12) для комплекта СИ перепада давления, состоящего из дифманометра сильфонного самопишущего ДСС-712 и корневого планиметра ПК-2, с учетом выполненных расчетов и неопределенности

					Лист
					67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

27.03.04.2017.062.00 ПЗ

результата измерений перепада давления, вносимую планиметром, можно записать в следующем виде:

$$u'_{\Delta p} = \left\{ (v_l \cdot u'_{\Delta p \text{ дсс}})^2 + (v_{кв} \cdot u'_{\Delta p \text{ пк}})^2 \right\}^{0,5}. \quad (4.14)$$

Значения коэффициентов \mathcal{G} в зависимости от функции преобразования измерительного преобразователя или измерительного прибора и их порядкового номера в последовательной соединенной цепи принимаем по ГОСТ 8.586.5-2005.

Относительная стандартная неопределенность результата измерений перепада давления:

при max расходе

$$u'_{\Delta p \text{ max}} = \left\{ (1 \cdot 0,77)^2 + \left(2 \cdot 0,5 \cdot 0,2 \cdot \frac{7,5}{7,5} \right)^2 \right\}^{0,5} = 0,80 \%,$$

при среднем расходе

$$u'_{\Delta p \text{ ср}} = \left\{ (1 \cdot 1,58)^2 + \left(2 \cdot 0,5 \cdot 0,2 \cdot \frac{7,5}{5,25} \right)^2 \right\}^{0,5} = 1,61 \%,$$

при минимальном расходе

$$u'_{\Delta p \text{ min}} = \left\{ (1 \cdot 8,60)^2 + \left(2 \cdot 0,5 \cdot 0,2 \cdot \frac{7,5}{2,25} \right)^2 \right\}^{0,5} = 8,63 \%.$$

Неопределенность результата измерений абсолютного давления при применении приборов избыточного давления рассчитывают по формуле

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

$$u'_p = \left\{ \left(\frac{p_n}{p} \right)^2 \cdot \sum_{i=1}^n [u'_{yi}]^2 + \left(\frac{p_a}{p} \right)^2 \cdot u'^2_{pa} \right\}^{0,5}, \quad (3.15)$$

где n – количество последовательно соединенных измерительных преобразователей или измерительных приборов, используемых для измерения давления;

u'_{yi} – неопределенность, вносимая i -м измерительным преобразователем или измерительным прибором давления с учетом дополнительных составляющих неопределенности;

u'_{pa} – неопределенность результата измерений атмосферного давления с учетом дополнительных составляющих неопределенности.

Относительную стандартную неопределенность результата измерений давления манометром МТС-712 с учетом дополнительной составляющей рассчитывают по формуле

$$u'_{p_{\text{МТС}}} = \left[\left(0,5 \cdot \gamma_{\text{МТС}} \cdot \frac{y_6}{y} \right)^2 + \left(50 \cdot \frac{\Delta x_{\text{max}}}{\Delta x} \cdot \frac{\Delta_{\text{пд}}}{y} \right)^2 \right]^{0,5}, \quad (3.16)$$

где $\Delta_{\text{пд}}$ – предел допускаемых значений дополнительной абсолютной погрешности при отклонении влияющей величины на ΔX ;

ΔX_{max} – наибольшее отклонение внешней влияющей величины от нормального значения.

Относительная стандартная неопределенность измерений давления $u'_{p_{\text{МТС}}}$ равна

$$u'_{p_{\text{МТС}}} = \left[\left(0,5 \cdot 1,0 \cdot \frac{25}{18} \right)^2 + \left(50 \cdot \frac{5}{1} \cdot \frac{0,015}{18} \right)^2 \right]^{0,5} = 0,725 \text{ \%}.$$

Неопределенность результата измерений давления пропорциональным планиметром ППр-1 рассчитывается по формуле:

$$u'_{\text{пп}} = 0,5 \cdot \gamma_{\text{пп}} \cdot \frac{y_{\text{в}}}{y}, \quad (3.17)$$

$$u'_{\text{пп}} = 0,5 \cdot 0,2 \cdot \frac{100}{72} = 0,138 \text{ \%}.$$

Неопределенность результата измерений атмосферного давления рассчитывается по формуле:

$$u'_{\text{ра}} = 50 \cdot \frac{\Delta y}{y}, \quad (3.18)$$

где Δy - максимально допустимое отклонение результата измерений барометрического давления.

Относительная стандартная неопределенность $u'_{\text{ра}}$ равна

$$u'_{\text{ра}} = 50 \cdot \frac{0,8}{749,7} = 0,05 \text{ \%}.$$

Относительная стандартная неопределенность результата измерений абсолютного давления равна:

$$u'_p = \left\{ \left(\frac{p_u}{p} \right)^2 \cdot ([u'_{p_{\text{МТС}}}]^2 + [u'_{\text{пп}}]^2) + \left(\frac{p_a}{p} \right)^2 \cdot u'^2_{\text{ра}} \right\}^{0,5},$$

(3.19)

$$u'_p = \left\{ \left(\frac{18}{19,019} \right)^2 \cdot ([0,725]^2 + [0,138]^2) + \left(\frac{1,019}{19,019} \right)^2 \cdot 0,05^2 \right\}^{0,5} = 0,70 \text{ \%}.$$

u'_T - относительную стандартную неопределенность результата измерений температуры газа рассчитывают по формуле

$$u'_T = \frac{100(t_B - t_H)}{273,15 + t} \cdot \left\{ \sum_{i=1}^n \left[\frac{u_{yi}}{y_{Bi} - y_{Hi}} \right]^2 \right\}^{0.5}, \quad (3.20)$$

где u_{yi} – стандартная неопределенность, вносимая i -м измерительным преобразователем или измерительным прибором температуры с учетом дополнительных составляющих неопределенности;

n – число последовательно соединенных измерительных преобразователей или измерительных приборов, используемых для измерения температуры.

Стандартную неопределенность результата измерений температуры термометром сопротивления типа ТМ -9201 НСХ 50М класса В с учетом дополнительной составляющей рассчитывают по формуле:

$$u_{\text{ТСМ}} = 0,5 \cdot (\Delta + \Delta_d) = 0,5 \cdot (0,25 + 0,0035 \cdot t), \quad ^\circ\text{C} \quad (3.21)$$

Температура газа может изменяться в диапазоне (плюс 5... плюс 30)°С.

Стандартная неопределенность $u_{\text{ТСМ}}$ при $t_{\min} = \text{плюс } 5^\circ\text{C}$

$$u_{\text{ТСМ min}} = 0,5 \cdot (\Delta + \Delta_d) = 0,5 \cdot (0,25 + 0,0035 \cdot 5) = \pm 0,134^\circ\text{C},$$

при $t_{cp} = \text{плюс } 18^\circ\text{C}$, $u_{\text{ТСМ ср}} = \pm 0,157^\circ\text{C}$, при $t_{\max} = \text{плюс } 30^\circ\text{C}$,

$$u_{\text{ТСМ max}} = \pm 0,178^\circ\text{C}.$$

Стандартную неопределенность результата измерений температуры прибором Диск-250 с НСХ 50М класса точности 1, с учетом дополнительной составляющей рассчитывают по формуле:

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

$$u_{t_d} = \left[\left(0,5 \cdot \gamma_d \cdot \frac{y_B}{100} \right)^2 + \left(0,5 \cdot \gamma_{нд} \cdot \frac{\Delta x_{\max}}{\Delta x} \cdot \frac{y_B - y_H}{100} \right)^2 \right]^{0,5}, \text{ } ^\circ\text{C} \quad (3.22)$$

$$u_{t_d} = \left[\left(0,5 \cdot 1 \cdot \frac{50}{100} \right)^2 + \left(0,5 \cdot 0,015 \cdot \frac{8}{1} \cdot \frac{50 - 0}{100} \right)^2 \right]^{0,5} = 0,251 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Стандартную неопределенность результата измерений температуры пропорциональным планиметром ППр-1 рассчитывают по формуле:

$$u_{t_{\text{пн}}} = 0,5 \cdot \gamma_{\text{пн}} \cdot \frac{y_B}{100}, \text{ } \% \quad (3.23)$$

$$u_{t_{\text{пн}}} = 0,5 \cdot 0,2 \cdot \frac{100}{100} = 0,1 \text{ } \%.$$

Относительная стандартная неопределенность результата измерений температуры газа равна

$$u'_T = \frac{100(50 - 0)}{273,15 + 18} \cdot \left\{ \left[\frac{0,157}{150 - (-50)} \right]^2 + \left[\frac{0,251}{50 - 0} \right]^2 + \left[\frac{0,1}{100 - 0} \right]^2 \right\}^{0,5} = 0,089 \text{ } \%.$$

Относительную стандартную неопределенность коэффициента расширения u'_ε рассчитывают по формуле

$$u'_\varepsilon = \left[0,25 \cdot U_{\varepsilon_0}'^2 + \left(\frac{\varepsilon - 1}{\varepsilon} \right)^2 \cdot (u_{\Delta p}'^2 + u_p'^2 + u_k'^2) \right]^{0,5}, \quad (3.24)$$

где U_{ε_0}' – относительная расширенная неопределенность коэффициента расширения вычисляется согласно ГОСТ 8.586.2;

ε – коэффициент расширения газа, рассчитывается по ГОСТ 8.586.2.

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

u'_κ – относительная стандартная неопределенность вычисления показателя адиабаты.

Относительная стандартная неопределенность показателя адиабаты, рассчитанная по ГОСТ 30319.1 $u'_\kappa = 2,0 \%$.

Относительная стандартная неопределенность коэффициента расширения будет равна

при max расходе: $\varepsilon_{\max} = 0,990518$, для $\Delta p_{\max} = 0,63$, $p = 18$, $u'_\kappa = 1,306246$;

$$u'_\varepsilon = \left[0,25 \cdot 0,089^2 + \left(\frac{0,990518 - 1}{0,990518} \right)^2 \cdot (0,80^2 + 0,70^2 + 2,0^2) \right]^{0,5} = 0,049 \%,$$

при среднем расходе: $\varepsilon_{cp} = 0,995363$, $\Delta p_{cp} = 0,3087$;

$$u'_\varepsilon = \left[0,25 \cdot 0,044^2 + \left(\frac{0,995363 - 1}{0,995363} \right)^2 \cdot (1,61^2 + 0,70^2 + 2,0^2) \right]^{0,5} = 0,025\%;$$

при min расходе: $\varepsilon_{\min} = 0,99915$, для $\Delta p_{\min} = 0,0567$;

$$u'_\varepsilon = \left[0,25 \cdot 0,008^2 + \left(\frac{0,999145 - 1}{0,999145} \right)^2 \cdot (8,63^2 + 0,70^2 + 2,0^2) \right]^{0,5} = 0,009\%.$$

u'_{ρ_c} – относительная стандартная неопределенность расчета плотности газа в стандартных условиях ρ_c по компонентному составу среды определяется согласно ГОСТ 30319.1 и значение неопределенности составляет $u'_{\rho_c} = 0,17\%$.

u'_κ – неопределенность расчета коэффициента сжимаемости газа, методом NX19 мод., устанавливается согласно ГОСТ 30319.2 и равна 0,11%.

u'_q – относительная стандартная неопределенность результата измерений расхода газа u'_q согласно формуле (4.8) составит

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

для max расхода:

$$u'_q = \left\{ u'_C{}^2 + u'_{\kappa_{uu}}{}^2 + u'_{\kappa_n}{}^2 + \left(\frac{2\beta^4}{1-\beta^4} \right)^2 \cdot u'_D{}^2 + \left(\frac{2}{1-\beta^4} \right)^2 \cdot u'_d{}^2 + u'_\varepsilon{}^2 + \right. \\ \left. + 0,25 \cdot \left(u'_{\Delta p}{}^2 + u'_p{}^2 + u'_T{}^2 + u'_{\rho_c}{}^2 + u'_\kappa{}^2 \right) \right\}^{0,5};$$
$$u'_q = \left\{ 0,35^2 + 0,025^2 + 0,115^2 + 2,09 \cdot 10^{-4} + 1,839 \cdot 10^{-3} + 0,049^2 + \right. \\ \left. + 0,25 \cdot \left(0,80^2 + 0,70^2 + 0,089^2 + 0,17^2 + 0,11^2 \right) \right\}^{0,5} = 0,66\%;$$

при среднем расходе:

$$u'_q = \left\{ 0,35^2 + 0,025^2 + 0,115^2 + 2,09 \cdot 10^{-4} + 1,839 \cdot 10^{-3} + 0,025^2 + \right. \\ \left. + 0,25 \cdot \left(1,63^2 + 0,7^2 + 0,089^2 + 0,17^2 + 0,11^2 \right) \right\}^{0,5} = 0,96\%;$$

при min расходе:

$$u'_q = \left\{ 0,35^2 + 0,025^2 + 0,115^2 + 2,09 \cdot 10^{-4} + 1,839 \cdot 10^{-3} + 0,008^2 + \right. \\ \left. + 0,25 \cdot \left(8,88^2 + 0,7^2 + 0,089^2 + 0,17^2 + 0,11^2 \right) \right\}^{0,5} = 4,35 \%$$

Относительную расширенную неопределенность результата измерений расхода газа при 95%-ном уровне доверия рассчитывают по формуле

$$U'_q = 2 \cdot u'_q,$$

(3.25)

она равна:

$$U'_{q \max} = 2 \cdot 0,66 = 1,3 \%; \quad U'_{q \text{cp}} = 2 \cdot 0,96 = 1,9\%; \quad U'_{q \min} = 2 \cdot 4,35 = 8,7\%.$$

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

Относительная расширенная неопределенность должна быть представлена не более чем двумя значащими цифрами.

Из расчета видно, что относительная расширенная неопределенность результата измерений расхода газа при расходе 30% превышает установленное ГОСТ 8.143-75 предельно допустимое относительное отклонение 5%.

Определим значение расхода, при котором относительная расширенная неопределенность равна 5%. Это значение расхода будет являться нижним пределом измерений узла учета газа.

Для решения этой задачи построим график зависимости относительной расширенной неопределенности расхода от значения расхода. Так как данная зависимость не линейна, то для более точного отображения графиком этой зависимости, дополнительно к полученным результатам неопределенности, рассчитаем промежуточное значение неопределенности при расходе, соответствующем $0,5Q_{\max}$.

При расходе газа $0,5Q_{\max}$:

$$\Delta p_{50} = 0,25 \Delta p_H = 0,25 \cdot 0,63 = 0,16; \quad \varepsilon_{50} = 0,997599;$$
$$u'_{\Delta p_{50}} = 3,07%; \quad u'_{\varepsilon_{50}} = 0,025%; \quad u'_{q_{50}} = 1,6%; \quad U'_{q_{50}} = 3,2%.$$

Представим все полученные значения относительной расширенной неопределенности измерений расхода в виде таблицы 4.3.

Построим график зависимости $U = f(Q)$ (рисунок 3.2).

Как видно из графика на рисунке 3.2, при значении расхода газа соответствующего 42 % Q_{\max} относительная расширенная неопределенность измерений расхода равна 5%. Это значение расхода является нижним пределом измерений узла учета.

Таблица 3.3 – Расчетные значения относительной расширенной неопределенности

Перепад давления, МПа	Δp от верхнего предела измерений, %	Расход q_c , в стандартных условиях, м ³ /ч	q_c от верхнего предела измерений расхода, %	Относительная расширенная неопределенность измерений расхода, $U'_{\text{дсс}}$, %
0,063	100	18391,39	100	1,3
0,031	49	12939,44	70	1,9
0,016	25	9264,67	50	3,2
0,006	9	5568,55	30	8,7

Для анализа зависимости относительной расширенной неопределенности расхода газа от неопределенности измерений перепада давления выполним ряд расчетов и построим графики этой зависимости, при условии, что все остальные составляющие относительной расширенной неопределенности расхода остаются без изменений.

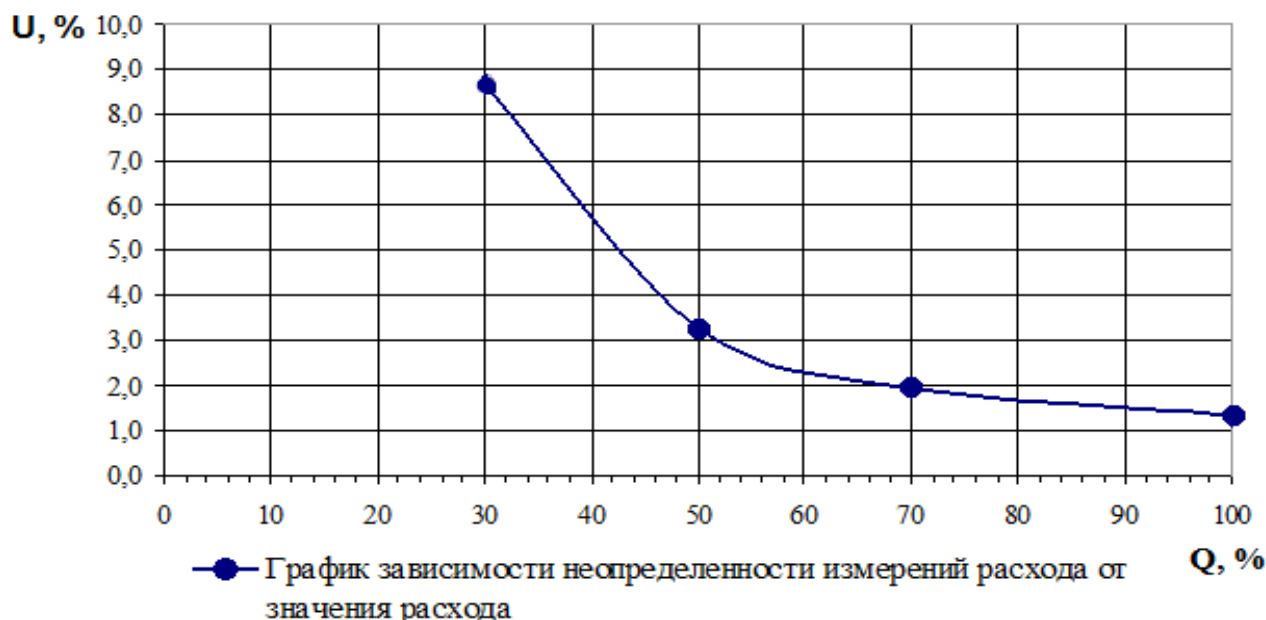


Рисунок 3.2 – График зависимости неопределенности расхода от значения расхода

Относительная расширенная неопределенность результата измерений расхода газа при измерении перепада давления с верхним пределом измерений $\Delta p_b = 0,63 \text{ кгс/см}^2$ и классами точности 2,5; 1,5; 1; 0,5; 0,25 имеет следующие значения, приведенные в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Относительная расширенная неопределенность результата измерений расхода газа при измерении перепада давления с верхним пределом измерений и классами точности (КТ)

$\Delta p, \%$	$\Delta p, \text{ кгс/см}^2$	КТ 2,5	КТ 1,5	КТ 1	КТ 0,5	КТ 0,25
		U'_q	U'_q	U'_q	U'_q	U'_q
100	0,63	1,565	1,2038	1,066	0,974	0,9496
70	0,44	2,0274	1,4384	1,1964	1,024	0,9762
50	0,32	2,692	1,802	1,413	1,1166	1,0292
30	0,19	4,3172	2,7436	2,0136	1,404	1,2044
10	0,063	12,6918	7,814	5,4616	3,3284	2,5282

По данным таблицы построим графики зависимости относительной расширенной неопределенности измерений расхода газа от значения перепада давления на СУ и класса точности средства измерений перепада (рисунок 3.3).

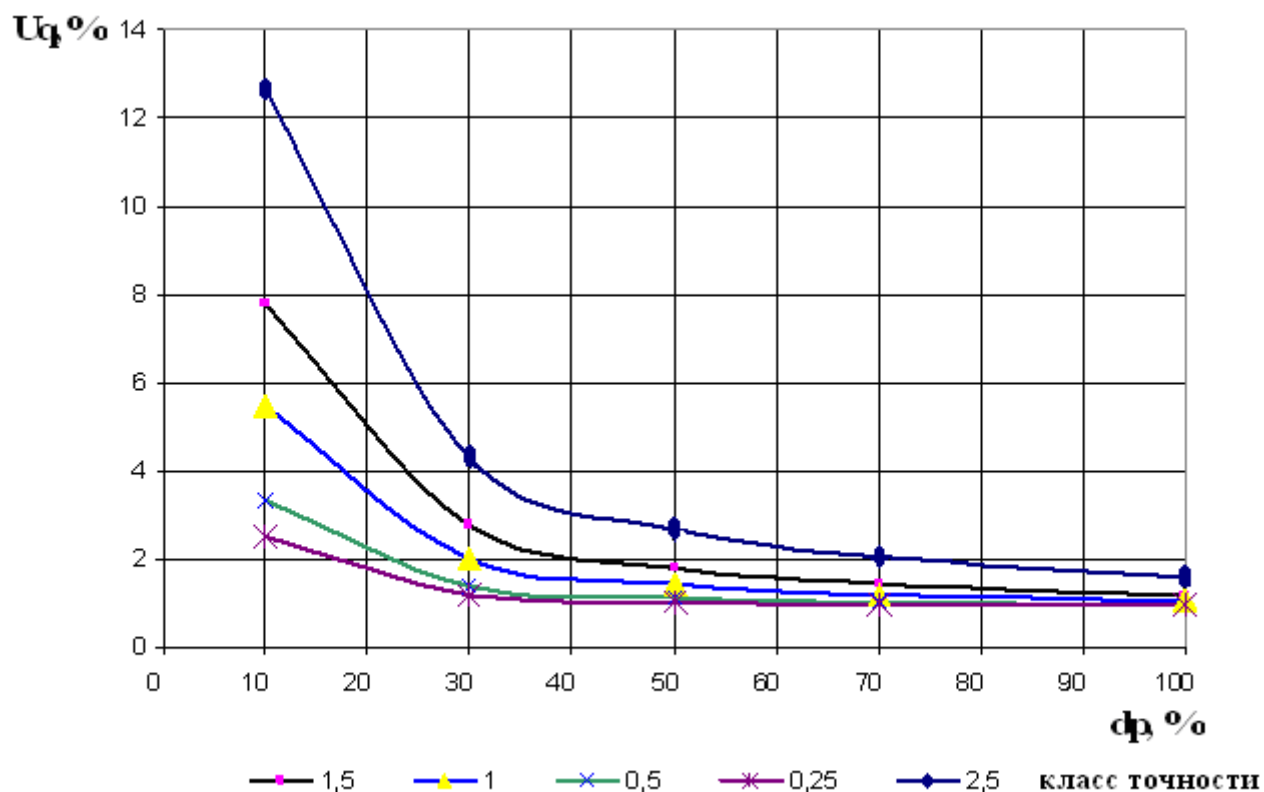


Рисунок 3.3 - Графики зависимости неопределенности измерений расхода от перепада давления

Как видно из графиков:

- при уменьшении значения перепада давления на СУ наблюдается значительный рост относительной расширенной неопределенности значения расхода, что объясняется соответствующим ростом отношения $\frac{\Delta p_n}{\Delta p}$;

- использование средств измерений перепада давления с классом точности меньшим, чем 0,25, не дает существенного снижения неопределенности измерений расхода, и следовательно, использовать СИ с меньшим классом точности, для повышения точности измерений узла учета скорей всего будет не эффективно.

В ходе анализа была проверена степень оснащенности всех узлов учета газа средствами измерений, соответствующими по точности измерений установленным требованиям к допускаемым отклонениям номинальных значений измеряемых параметров и нормам точности измерений этого параметра.

Было установлено следующее:

- все действующие узлы учета газа обеспечены средствами измерений, соответствующими по диапазонам и точности измерения контролируемых параметров установленным требованиям к допускаемым отклонениям номинальных значений измеряемых параметров и норма точности измерений этих параметров;

- для обеспечения измерений в широком диапазоне изменения расхода с заданной точностью используются два-три дифманометра, что существенно повышает текущие издержки на обслуживание и поверку данных средств измерений.

Сейчас существует огромное количество средств измерений, которые могут обеспечить выполнение измерений расхода с высокой точностью. Как, например, «ГиперФлоу-3Пм» предназначенный для измерений в рабочих условиях и приведенного к стандартным условиям расхода и количества природного газа.

Датчик комплексный с вычислителем расхода «ГиперФлоу-3Пм» предназначен для измерения и регистрации избыточного (абсолютного) давления, перепада давления и температуры контролируемой среды, вычисления и регистрации расхода и количества газа, методом переменного перепада давления на сужающих устройствах и в системах с применением счетчиков и датчиков объемного расхода газа (работа в режиме корректора).

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассмотрена установка учета газа, описаны система и средства автоматизации управления ГПА ГТК-10-4 на компрессорной станции.

КС является связующим элементом между потребителем и добычей. Газ, перед тем как поступить потребителю, должен быть подготовлен. Поэтому и надежность таких установок должна быть достаточно высокой, чтобы не происходило сбоев поставок газа потребителям. При этом надежность следует понимать не только как безотказное функционирование, но и не превышение реальных погрешностей нормированных значений.

Большинство установок были спроектированы и построены достаточно давно, поэтому на них все еще встречается устаревшее оборудование, сильно отстающее от современных аналогов по техническим характеристикам, такими как, надежность, точность измерения, себестоимость обслуживания.

В результате исследования в дипломном проекте было рассмотрена система автоматизации газоперекачивающего агрегата, проведен анализ состояния измерений и учета газа на предприятии. Рассмотрена возможность решения поставленной задачи при помощи штатных средств измерений. Установлено, что технические возможности используемых СИ не позволяют достичь поставленных целей. Проведена оценка относительной стандартной неопределенности измерений расхода, в ходе которой установлены основные составляющие неопределенности.

При проектировании и внедрении прибора «ГиперФлоу-3Пм» были предусмотрены и реализованы все необходимые меры по обеспечению безопасности труда и охране окружающей среды.

В технико-экономическом обосновании был произведен расчет себестоимости данного проекта. Годовой экономический эффект составил 50 184,16 рублей.

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Балавин, М.А. Опыт создания и внедрения систем автоматического управления»/ М.А. Балавин, С.В. Лазаревич, Г.С. Нахшин, С.П. Продовиков, А.З. Шайхутдинов // Газовая промышленность. – 2006.- №8.- С.30-31.
- 2 ТО-6017-71. Газоперекачивающий агрегат мощностью 10 МВт. Л.: Невский машиностроительный завод, 1972.
- 3 ТО - 6384 – 76. Гидропневматическая система регулирования ГТК-10-4. Л.: Невский машиностроительный завод, 1976.
- 4 Аристов, П.А. Переносная поверочная установка для бытовых счетчиков газа и счетчиков воды// Описание к патенту [Электронный ресурс]. – Реестр российских патентов - <http://bd.patent.su/2343000-2343999/pat/servlet/servlet519b.html>.
- 5 Шумахер, М.С. Встроенное кольцевое устройство для измерения давления// Описание к патенту [Электронный ресурс]. – Новые российские патенты - <http://partkom.com/patent/ru2369848>.
- 6 Тельнов, К.А. Автоматизация газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом / Тельнов К.А. [и др.]. // Недрa, 1983. - 280 с.
- 7 Седых, З.С. Эксплуатация газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом. / З.С. Седых. – М.: Академия, 1990. – 205 с.
- 8 Техническое описание и инструкция по эксплуатации датчиков давления Метран-100 фирмы Уралстройиндустрия.
- 9 Техническое описание и инструкция по эксплуатации измерительных преобразователей Сапфир-22ДИ.
- 10 Техническое описание и инструкция по эксплуатации датчика загазованности СТМ-10.
- 11 Техническое описание и инструкция по эксплуатации медных термопреобразователей ТСПУ.

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

12 ILAC G 17: 2002 «Introducing the Concept of Uncertainty of Measurement in Testing in Association with the Application of the Standard ISO/IFS 17025» [электронный ресурс]. - www.ilac.org

13 ГОСТ 8.586.1,2,5-2005 «ГСИ. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств».

14 ГОСТ 30319.1-96 «Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки».

15 Гилязов, А.А Учебно-методическое пособие к выполнению радела «Безопасность и экологичность» в выпускных квалификационных работах по направлению подготовки 220300 «Автоматизированные технологии и производства» специальности 220301 «Автоматизация технологических процессов и производств» (по отраслям) / А.А Гилязов, Ю.Р. Абдрахманов –М.: Уфа УГНТУ, 2009. – 19 с.

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Перечень демонстрационных листов

- 1 Титульный лист.
- 2 Цели и задачи дипломного проекта.
- 3 Схема компоновки основного оборудования компрессорной станции .
- 4 Принципиальная схема ГПА.
- 5 Общий вид нагнетателя
- 6 Функциональная схема автоматизации ГПА ГТК-10-4
- 7 Диафрагма.
- 8 Исходные данные для расчета.
- 9 Полученные значения относительной расширенной неопределенности и график зависимости неопределенности расхода от значения расхода.
- 10 . Относительная расширенная неопределенность результата измерений расхода газа и графики зависимости неопределенности измерений расхода от перепада давления
- 11 Техничко-экономическое обоснование.
- 12 Заключение.

					27.03.04.2017.062.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ГПА	– газоперекачивающий агрегат
ЕСГ РФ	– единая система газоснабжения Российской Федерации
КС	– компрессорная станция
ГРС	– газораспределительная станция
АВО	– аппарат воздушного охлаждения
ОК	– осевой компрессор;
ТВД	– турбина высокого давления;
ТНД	– турбина низкого давления;
КС	– камера сгорания
ГТУ	– газотурбинная установка
ЭМВ	– электромагнитный вентиль
ДРС	– двигатель регулятора;
ВВК	– выпускной клапан;
УПИ	– устройство представления информации;
УНС	– устройство нормализации и сигнализации;
УЛОИ	– устройство логической обработки информации;
ТЭЛУ	– табло этапов логического управления;
БРС	– блок регистрации событий;
АЦП	– аналого-цифровой преобразователь;
СУ	– сужающее устройство;
СИ	– средство измерения;
УСБ	– устройство сужающее быстросъемное;
УУГ	– узел учета газа;
ПДК	– предельное допустимая концентрация;
ПДК	– клапан холодного регулирования;
АСПТ	– автоматическая система пожаротушения;