

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Российский государственный профессионально-педагогический университет»

**РАЗРАБОТКА ЭСКИЗНОГО ПРОЕКТА СЧЕТЧИКА ПРИРОДНОГО  
ГАЗА С КОНТРОЛЕМ ДОСТОВЕРНОСТИ В ЧАСТИ АЛГОРИТМОВ  
ИЗМЕРЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ**

Выпускная квалификационная работа бакалавра  
направления подготовки 44.03.04 Профессиональное обучение (по отраслям)

Идентификационный код ВКР:166

Екатеринбург 2016

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Российский государственный профессионально-педагогический университет»  
Институт инженерно-педагогического образования  
Кафедра электрооборудования и энергоснабжения

К ЗАЩИТЕ ДОПУСКАЮ:

Заведующая кафедрой ЭС

\_\_\_\_\_ А.О.Прокубовская

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**РАЗРАБОТКА ЭСКИЗНОГО ПРОЕКТА СЧЕТЧИКА ПРИРОДНОГО  
ГАЗА С КОНТРОЛЕМ ДОСТОВЕРНОСТИ В ЧАСТИ АЛГОРИТМОВ  
ИЗМЕРЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ**

Выпускная квалификационная работа бакалавра  
направления подготовки 44.03.04 Профессиональное обучение (по отраслям)  
профиля подготовки «Энергетика»  
профилизации «Энергохозяйство предприятий, организаций,  
учреждений и энергосберегающие технологии»

Идентификационный код ВКР:166

Исполнитель:

студент группы ЭС-401 \_\_\_\_\_ Е.С. Прамзелев

Руководитель:

ст.преподаватель кафедры ЭС \_\_\_\_\_ В.А. Семенов

Нормоконтролер:

ст.преподаватель кафедры ЭС \_\_\_\_\_ Т.В. Лискова

Екатеринбург 2016

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает в себя 67 страницы текста, 9 рисунков; 11 таблиц; 32 формулы; 9 приложений.

Ключевые слова: ДАТЧИК ДАВЛЕНИЯ, СЧЕТЧИК ГАЗА, РАСЧЕТНО–ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬ, КОММЕРЧЕСКИЙ УЧЕТ, АЛГОРИТМ, ТОЧНОСТЬ ИЗМЕРЕНИЯ.

*Объект исследования* является счётчик для закрытой системы газоснабжения с предлагаемыми алгоритмами контроля достоверности и методами улучшения эксплуатационных характеристик.

*Предметом исследования* является разработка алгоритмов обработки и анализа информации, поступающих от измерительных преобразователей давления комплекса приборов счётчика.

*Цель работы:* разработка эскизного проекта узла коммерческого учёта газопотребления в части измерения и анализа давления природного газа.

Для разработки выпускной квалификационной работы были проанализированы учебные пособия, научные статьи и ГОСТы.

Сформулировано техническое задание на разработку счётчика природного газа. Выбраны приборы и оборудование. Разработан алгоритм обработки измерительных сигналов датчика давления. Подтверждена экономическая целесообразность установки счетчика газа.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 ОБ ИЗМЕРЕНИИ ДАВЛЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА.....	8
1.1 Общее понятие измерение.....	8
1.1.1 Измерение.....	8
1.1.2 Измерительные приборы.....	9
1.1.3 Международная система единиц, СИ.....	11
1.2. Правила учета газа.....	12
1.3. Газосчетчики.....	16
1.3.1 Общее понятие.....	16
1.3.2 Типы и виды газосчетчиков.....	16
1.3.3 Крупнейшие производители счетчиков газа в России.....	21
1.4 Преобразователь расчетно-измерительный ТЭКОН – 19.....	21
1.4.1 Функции и назначение преобразователя.....	21
1.4.2 Технические характеристики.....	22
1.4.3 Устройство и работа преобразователя.....	28
1.5. Учет давления газа.....	33
1.5.1 Общие понятия и единицы измерения давления.....	33
1.5.2 Датчики давления.....	35
1.5.3 Классификация датчиков давления.....	41
2 ОБ ИЗМЕРЕНИИ ДАВЛЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА СЧЕТЧИКОМ ДОСТОВЕРНОСТИ.....	46
2.1 Техническое задание .....	46
2.2 Измерительные преобразователи.....	46
2.2.1 Датчик давления МЕТРАН 55.....	46
2.2.2 Датчик давления МЕТРАН 155.....	49
2.3 Критерии достоверности и алгоритм.....	53
3 ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ.....	62

4 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.....	64
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	66
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	67
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	69
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	78
ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	82
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.....	95
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.....	96
ПРИЛОЖЕНИЕ Е.....	97
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж.....	98
ПРИЛОЖЕНИЕ З.....	99
ПРИЛОЖЕНИЕ И.....	100

## **ВВЕДЕНИЕ**

Природный газ – один из главнейших источников энергии на земле, часть уникальной кладовой невозполнимых природных ресурсов, бережное и разумное использование которых – необходимое условие прогрессивного для существования и развития человечества.

Тема выпускной квалификационной работы квалификационной работы является актуальной, так как Федеральный закон № 261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» предусматривает повсеместное измерение потребляемого газа и коммунальных ресурсов у потребителя. Тотальная установка приборов учета повышает прозрачность расчетов за потребленные энергоресурсы и обеспечивает возможности для их реальной экономии, прежде всего – за счет количественной оценки эффекта от проводимых мероприятий по энергосбережению, позволяет определить потери энергоресурсов на пути от источника до потребителя.

Энергосбережение одно из важных направлений в энергетике, поэтому в работе будут проанализированы методы повышения работоспособности, достоверности и точности измерения приборов учёта природного газа, в частности учета давления природного газа. Подробно раскрыты все аспекты выбранной темы, в том числе и экономические, и политические, и технологические. Будет подтверждена актуальность данной тема, а так же ее перспективное развитие в будущем.

Проектировка счетчика с контролем достоверности может занять несколько лет, поэтому выпускная квалификационная работа углубится в изучение учета давления, а именно в учет давления природного газа.

*Объект исследования* является счётчик для закрытой системы газоснабжения с предлагаемыми алгоритмами контроля достоверности и методами улучшения эксплуатационных характеристик.

*Предметом исследования* является разработка алгоритмов обработки и анализа информации, поступающих от измерительных преобразователей давления комплекса приборов счётчика.

*Цель работы:* разработка эскизного проекта узла коммерческого учёта газопотребления в части измерения и анализа давления природного газа.

*Задачи:*

- сформулировать технические задания на разработку счётчика природного газа;
- выбрать приборы и оборудование;
- разработать алгоритм обработки измерительных сигналов датчика давления;
- подтвердить экономическую целесообразность установки счётчика газа.

# 1 ОБ ИЗМЕРЕНИИ ДАВЛЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

## 1.1 Общее понятие измерение

### 1.1.1 Измерение

Для того чтобы углубиться в выбранную мною тему, для начала необходимо разобраться в общих аспектах, таких как измерение и измерительные приборы. Что же они означают, для чего предназначены, где и как применяются, а так же их значимость.

*Измерение* – совокупность операций для определения отношения одной, измеряемой, величины к другой однородной величине, принятой всеми участниками за единицу, хранящуюся в техническом средстве, средстве измерений. Получившееся значение называется числовым значением измеряемой величины, числовое значение совместно с обозначением используемой единицы называется значением физической величины.

Так же необходимо рассмотреть различные определения, относящиеся к измерениям, так как без них невозможны операции по вычислению мер.

*Метрология* – наука, предметом изучения которой являются все аспекты измерений.

*Принцип измерений* – физическое явление или эффект, положенный в основу измерений.

*Метод измерений* – приём или совокупность приёмов сравнения измеряемой физической величины с её единицей в соответствии с реализованным принципом измерений. Метод измерений обычно обусловлен устройством средств измерений.

*Точность измерения* – характеристика качества измерений, отражающая степень близости результатов измерений к истинному значению измеряемой величины.



*Погрешность измерения* – отклонение измеренного значения величины от её истинного, действительного, значения.

В тех случаях, когда невозможно выполнить измерение, например: не выделена величина как физическая, или не определена единица измерений этой величины, практикуется оценивание таких величин по условным шкалам, например, Шкала Рихтера интенсивности землетрясений, Шкала Мооса – шкала твёрдости минералов.

### **1.1.2 Измерительные приборы**

*Измерительные приборы* – это средство измерения, посредством которого получается значение физической величины, принадлежащее фиксированному диапазону.

В конструкции измерительного прибора обычно присутствует устройство, преобразующее измеряемую величину с ее индикациями в оптимально удобную для понимания форму.

Для облегчения понимания назначения и действия приборов, рассмотрим несколько классификаций. В соответствии с методом определения значения измеряемой величины выделяют:

1. *Измерительные приборы прямого действия* – это приборы, посредством которых можно получить значение измеряемой величины непосредственно на отсчетном устройстве.

2. *Измерительный прибор сравнения* – это прибор, посредством которого значение измеряемой величины получается при помощи сравнения с известной величиной, соответствующей ее мере.

Так же измерительные приборы делятся на образцовые и рабочие.

1. *Образцовыми* называются приборы, предназначенные для хранения и воспроизводства единиц измерения, а также для проверки и градуировки приборов.

2. *Рабочими* называются приборы, используемые для практических измерений. В свою очередь, рабочие измерительные приборы делятся на лабораторные и технические приборы.

Лабораторные приборы предназначены для работы в лабораториях, при проведении опытов и экспериментов и в промышленности не применяют, поэтому их рассмотрение не целесообразно.

Для автоматического контроля и регулирования в промышленности используют технические рабочие приборы. По назначению технические рабочие приборы делятся на показывающие, самопишущие, сигнализирующие, регулирующие и измерительные автоматы.

1. *Показывающие приборы* – приборы, по которым только отсчитывают измеряемую величину в данный момент времени.

2. *Самопишущие (регистрирующие) приборы* – приборы снабженные устройством для автоматической регистрации (записи) значения измеряемой величины за все время работы прибора. Они дают возможность получить данные для последующего анализа работы объекта или хода технологического процесса путем обработки картограммы прибора.

3. *Сигнализирующие приборы* – приборы, имеющие специальные приспособления для включения световой или звуковой сигнализации при достижении измеряемой величиной заранее заданного значения.

4. *Регулирующие приборы* – приборы, имеющие специальное устройство, предназначенное для автоматического поддержания измеряемой величины на заданном значении или для изменения ее по заданному закону.

5. *Измерительные автоматы* – это приборы с устройством, выполняющим по результатам измерения определенную работу, согласно установленной для них программе.

Так же необходимо привести несколько определений, связанных с измерительными приборами для составления целостного представления о них.

*Отсчетное устройство* – конструктивно обособленная часть средства измерений, которая предназначена для отсчета показаний. Отсчетное устройство может быть представлено шкалой, указателем, дисплеем и др.

*Измерительная установка* – это средство измерения, представляющее собой комплекс мер, измерительных приборов и прочее, выполняющих схожие функции, используемые для измерения фиксированного количества физических величин и собранные в одном месте.

*Измерительная система* – это средство измерения, представляющее собой объединение мер, измерительных приборов и прочее, выполняющих схожие функции, находящихся в разных частях определенного пространства и предназначенных для измерения определенного числа физических величин в данном пространстве.

*Рабочие средства измерения (РСИ)* – это средства измерения, используемые для осуществления технических измерений.

*Эталоны* – это средства измерения с высокой степенью точности, применяющиеся в метрологических исследованиях для передачи сведений о размере единицы.

### **1.1.3 Международная система единиц, СИ**

Международная система единиц, СИ (фр. Le Systeme International d'Unites, SI) – система единиц физических величин, современный вариант метрической системы. СИ является наиболее широко используемой системой единиц в мире, как в повседневной жизни, так и в науке и технике.

В настоящее время СИ принята в качестве основной системы единиц большинством стран мира и почти всегда используется в области техники.

Полное официальное описание СИ вместе с её толкованием содержится в действующей редакции Брошюры СИ (фр. Brochure SI, англ. The SI Brochure) и дополнении к ней, опубликованных Международным бюро мер и

весов (МБМВ). Брошюра СИ издаётся с 1970 года и переведена также на ряд других языков, однако официальным считается текст только на французском языке.

Строгое определение СИ формулируется как система единиц, основанная на Международной системе величин, вместе с наименованиями и обозначениями, а также набором приставок и их наименованиями и обозначениями вместе с правилами их применения, принятая Генеральной конференцией по мерам и весам (CGPM).

СИ определяет семь основных единиц физических величин и производные единицы (сокращённо – единицы СИ или единицы), а также набор приставок.

Основными единицами международной системы единиц являются килограмм, метр, секунда, ампер, кельвин, моль и кандела. В рамках СИ считается, что только эти единицы имеют независимую размерность, то есть ни одна из основных единиц не может быть получена из других. Производные единицы получаются из основных с помощью алгебраических действий, таких как умножение и деление.

Приставки можно использовать перед наименованиями единиц. Они означают, что единицу нужно умножить или разделить на определённое целое число, степень числа 10. Приставки СИ называют также десятичными приставками.

## **1.2 Правила учета газа для датчиков давления**

Для того чтобы начать изучение газосчетчиков, их функции, возможности и виды, выбор датчиков давления и программирование оборудования, необходимо сперва разобраться с правилами использования и учета газа. Так как моя тема выпускной работы связана с учетом давления, то

внимание будет акцентироваться на правилах учета давления и датчиков давления.

### *Нормативные документы*

Ниже представлен перечень нормативных документов, определяющих взаимоотношения поставщиков и потребителей газа:

– Закон РФ № 102-ФЗ от 26.06.2008 г. «Об обеспечении единства измерений» (в редакции Федеральных законов от 18.07.2011 г. № 242-ФЗ, от 30.11.2011 г. № 347-ФЗ).

– Закон РФ № 69-ФЗ от 31.03.1999 г. «О газоснабжении в Российской Федерации» (в редакции от 28.11.2015 г.).

– Закон РФ № 261-ФЗ от 23.11.2009 г. «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (в редакции от 13.07.2015 г.).

– Закон РФ № 307-ФЗ от 15.11.2015 г. «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с укреплением платежной дисциплины потребителей энергетических ресурсов».

– Постановление Правительства РФ № 162 от 05.02.1998 г. «Об утверждении правил поставки газа в Российской Федерации»;

– Постановление Правительства РФ № 317 от 17.05.2002 г. «Об утверждении правил пользования газом и предоставления услуг по газоснабжению в Российской Федерации».

– Постановление Правительства РФ № 83 от 13.02.2006 г. «Об утверждении правил определения и предоставления технических условий подключения объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения и правил подключения объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения».

- Постановление Правительства РФ № 333 от 28.05.2007 г. «О совершенствовании государственного регулирования цен на газ».
- Постановление Правительства РФ № 250 от 20.04.2010 г. «О перечне средств измерений, поверка которых осуществляется только аккредитованными в установленном порядке в области обеспечения единства измерений государственными региональными центрами метрологии».
- Постановление Правительства РФ № 1205 от 31.12.2010 г. «О совершенствовании государственного регулирования цен на газ».
- Приказ Министерства энергетики РФ № 448 16.12.2002 г. «Об утверждении нормативных актов, необходимых для реализации правил пользования газом и предоставления услуг по газоснабжению в Российской Федерации».
- Приказ Министерства энергетики РФ № 961 от 30.12.2013 г. «Об утверждении правил учета газа».
- Приказ ФСТ РФ № 412-э/8 от 15.12.2009 г. «Об утверждении методических указаний по регулированию размера платы за снабженческо-сбытовые услуги, оказываемые конечным потребителям поставщиками газа» (в ред. Приказа ФСТ РФ № 254-э/4 от 27.10.2011 г.).
- Приказ ФСТ РФ № 338-э/1 от 18.12.2009 г. «Об оптовых ценах на газ, добываемый ОАО «Газпром» и его аффилированными лицами, реализуемый потребителям Российской Федерации».
- Приказ ФСТ РФ № 165-э/2 от 14.07.2011 г. «Об утверждении Положения об определении формулы цены газа».
- Приказ ФСТ РФ № 1142-э от 09.07.2014 г. «Об утверждении Положения об определении формулы цены газа».
- Приказ ФСТ РФ от 08.06.2015 г. № 217-э/2 «Об установлении понижающего коэффициента, а так же коэффициентов, определяющих дифференциацию цен на природный газ по регионам Российской Федерации, являющихся составными частями формулы цены на газ».

– ГОСТ 2939-63 «Газы. Условия для определения объема» (утвержден Государственным комитетом стандартов, мер и измерительных приборов СССР 16.04.1963 г.).

– ГОСТ 5542-2014 «Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия».

– ГОСТ 30319.3-96 «Газ природный. Методы расчета физических свойств» (принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол № 9-96 от 12.04.1996 г.)).

– ГОСТ 8.586.1-2005 «Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 1 «Принцип метода измерений и общие требования» (принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол № 28 от 09.12.2005 г.)).

– ГОСТ Р 8.740-2011 «Расход и количество газа. Методика измерений с помощью турбинных, ротационных и вихревых расходомеров и счетчиков» (утвержден и введен в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 1049-ст от 13.12.2011 г.).

– СНиП II-35-76 «Котельные установки».

*ГОСТ Р 8.740-201*

Подробнее следует остановиться на ГОСТ Р 8.740-2011 «Расход и количество газа. Методика измерений с помощью турбинных, ротационных и вихревых расходомеров и счетчиков». Данный нормативный документ поможет узнать о правилах учета газа, а так же значимость учета давления в подсчете расхода газа. В приложении А представлены выдержки из ГОСТа, связанные с учетом давления. Цифрами обозначены пункты правил.

## **1.3. Газосчетчики**

### **1.3.1 Общее понятие**

Газовыми счетчиками называют особые технологические приборы, предназначенные для контроля, учета и проведения измерения проходящего объема газа, пропускаемого под давлением и при соответствующей температуре.

Основной характеристикой любого счетчика газа является расход – количество газа, проходящего через счетчик в единицу времени ( $Q$  – объем газа, единица измерения –  $\text{м}^3/\text{ч}$ ).

Также к техническим характеристикам счетчика относятся:

- минимальный и максимальный расход ( $Q_{\text{min}}$  и  $Q_{\text{max}}$ );
- давление газа (единица измерения – Па);
- предел относительной погрешности (%);
- потеря давления при  $Q_{\text{max}}$  (единица измерения – Па);
- межповерочный интервал (лет);
- порог чувствительности ( $\text{м}^3/\text{ч}$ );
- диапазон рабочих температур ( $^{\circ}\text{C}$ );
- габаритные размеры (мм);
- масса (кг).

### **1.3.2 Типы и виды счетчиков газа**

*Классификация приборов учета расхода газа*

Первая классификация зависит от масштабов объектов потребляющих газ, то есть по пропускной способности счетчиков газа.



*Пропускная способность* – диапазон расходов, в котором обеспечивается заявленная производителем погрешность измерения счетчика.

Максимальный расход ( $Q_{\text{макс}}$ ) большинством производителей выбирается из ряда 1; 1,6; 2,5; 4; 6(6,5) с множителем  $10^n$ , м<sup>3</sup>/ч.

Значением минимального расхода ( $Q_{\text{мин}}$ ) характеризуется ширина диапазона измерений счетчика. Принято определять ширину диапазона измерений как соотношение  $Q_{\text{мин}}/Q_{\text{макс}}$ . У выпускаемых в настоящее время счетчиков ширина диапазона составляет от 1:10 до 1:250 и шире.

От  $Q_{\text{мин}}$  следует отличать чувствительность (характеристика, как правило, механических приборов) – такой самый минимальный расход, при котором счетный механизм еще находится в движении и происходит изменение его показаний, но погрешность такого измерения не соответствует нормативной.

По максимальной пропускной способности счетчики газа условно разделяются на:

- *бытовые* – с максимальной пропускной способностью от 1 до 6 м<sup>3</sup>/ч. Чаще всего используют в квартирах, домах, офисах, небольших топочных для локального учёта потребления газа. Это, как правило, небольшие мембранные (камерные, диафрагменные), реже ультразвуковые, струйные, небольшие ротационные счетчики газа.

- *коммунально-бытовые* – с максимальной пропускной способностью от 10 до 40 м<sup>3</sup>/ч. Применяются для учёта потребления газа небольшими котельными, технологическими установками и т. п. Это, как правило, более крупные мембранные (камерные, диафрагменные), ротационные, ультразвуковые, струйные счетчики газа.

- *промышленные* – с максимальной пропускной способностью свыше 40 м<sup>3</sup>/ч. В основном используются на узлах учёта крупных потребителей – газовых котельных, промышленных и сельхозпредприятий,

узлах учёта газораспределительных сетей (ротационные, турбинные, вихревые, ультразвуковые, струйные счетчики газа), на магистральных сетях (сужающие устройства, турбинные, вихревые, ультразвуковые счетчики газа).

Следующая классификация разделяет счетчика газа по их принципу их действия:

### 1. *Мембранные счетчики газа*

Принцип работы мембранного (или иначе: камерного, диафрагменного) счетчика основан на перемещении подвижных перегородок (мембран) камер при поступлении газа в счетчик. Впуск и выпуск газа, расход которого необходимо измерить, вызывает переменное перемещение мембран и через систему рычагов и редуктор приводит в действие счетный механизм. Мембранные счетчики отличаются большим диапазоном измерения до 1:100, но рассчитаны для работы при низком давлении газа, не более 0,5 кгс/см.

Патент на счетчики этого вида был выдан в Англии в 1844 году. Мембранные счетчики газа предназначены для коммерческого учета объема потребляемого природного газа в бытовом и коммунально-бытовом секторе.

### 2. *Ультразвуковые счетчики газа*

Принцип действия ультразвукового счетчика заключается в направлении ультразвукового луча в направлении по потоку и против потока и определении разницы времени прохождения этих двух лучей. Разница во времени пропорциональна скорости течения газа.

Ультразвуковые счетчики газа в зависимости от пропускной способности могут применяться в промышленности и коммунально-бытовом хозяйстве.

### 3. *Ротационные счетчики газа*

Принцип действия ротационного счетчика заключается в обкатывании двух роторов специально спрофилированной формы (напоминающую цифру «восемь»), друг по другу под действием потока газа. Синхронность обкатывания роторов обеспечивается специальными шестеренками

соединенными с соответствующим ротором и между собой. Для обеспечения точности измерения профиль роторов и внутренняя поверхность корпуса счетчика должны быть выполнены с высокой точностью, что достигается применением специальных технологических приемов обработки этих поверхностей.

Ротационные счетчики в зависимости от пропускной способности могут применяться в бытовом, коммунально-бытовом хозяйстве и в промышленности.

#### 4. *Вихревые счетчики газа*

Принцип действия вихревого счетчика основан на эффекте возникновения периодических вихрей при обтекании потоком газа тела обтекания. Частота срыва вихрей пропорциональна скорости потока и, соответственно, объемному расходу. Индикацию вихрей может осуществляться термоанемометром (ВРСГ 1) или ультразвуком (ВИР – 100, СВГ.М). По диапазону измерения счетчики занимают промежуточное значение между турбинными и ротационными до 1:50. Появляется возможность использовать данный тип счетчиков для измерения количества кислорода, который измерять турбинными и ротационными счетчиками категорически нельзя из-за сгорания масла в среде кислорода.

Вихревые счетчики газа предназначены для коммерческого учета объема потребляемого природного газа в промышленных целях.

#### 5. *Турбинные счетчики газа*

Принцип действия турбинного счетчика основан на использовании энергии потока газа для вращения чувствительного элемента счетчика – турбинки. При этом взаимодействии потока газа с турбинкой последняя вращается со скоростью, пропорциональной скорости (объемному расходу) измеряемого газа. Далее число оборотов турбинки с помощью механического редуктора и магнитной муфты подсчитывается на интегрирующем устройстве (счетной головке), показывающем объемное количество газа, прошедшее через счетчик за время измерения.

Турбинные счетчики газа предназначены для коммерческого учета объема потребляемого природного газа в промышленных целях.

#### 6. *Струйные счетчики газа*

Принцип работы струйного счетчика газа основан на колебании струи газа в специальном струйном генераторе. Струя газа по переменному перебрасывается из одного устойчивого положения в другое и создает при этом пульсации давления и звука с частотой пропорциональной скорости течения газа и соответственно объемного расхода. В электронном преобразователе происходит вычисление количества пропущенного газа.

Струйные счетчики газа предназначены для коммерческого учета объема потребляемого природного газа в бытовых целях.

#### 7. *Левитационные счетчики газа*

Левитационный счетчик является тахометрическим прибором, в котором подвижный элемент вращается в газовых подшипниках. Скорость вращения подвижного элемента пропорциональна объемному расходу. Вторичный преобразователь преобразует скорость вращения в электрический сигнал, который в электронном блоке преобразуется в измеренные количество пройденного газа. Результаты индицируются на индикаторе.

Левитационные счетчики газа предназначены для коммерческого учета объема потребляемого природного газа в бытовых и коммунально-бытовых целях.

#### 8. *Барабанные счетчики газа*

Принцип действия барабанного счетчика состоит в том, что под действием перепада давления газа происходит вращение барабана, разделенного на несколько камер, измерительный объем которых ограничен уровнем затворной жидкости. При вращении барабана периодически разные камеры заполняются и опорожняются газом.

Барабанные счетчики применяются для работы в лабораториях. В настоящее время барабанные счетчики в РФ не производятся

### **1.3.3 Крупнейшие производители счетчиков газа в России**

В России активно внедряется повсеместный учет не только газа, но и горячее, холодное водоснабжения, электричество, подкрепляемые законодательством. В связи с этим существует и бурно развивается множество производителей приборов учета. В приложении Б показаны самые крупные производители счетчиков газа.

## **1.4 Преобразователь расчетно-измерительный ТЭКОН – 19**

### **1.4.1 Функции и назначение преобразователя**

*ТЭКОН – 19* – универсальный контроллер коммерческого учета тепла, энергии и любых других ресурсов

*Назначение изделия ТЭКОН – 19:*

- измерения сигналов первичных измерительных преобразователей (ИП) и преобразования их в соответствующие физические величины, измеряемые ИП;
- расчета расхода, объема и массы жидкостей, газов и газовых смесей методом переменного перепада давления на сужающих устройствах (диафрагмах), с помощью осредняющих напорных трубок TORBAR и ANNUBAR 485 или по сигналам ИП расхода с токовыми, числоимпульсными, частотными или цифровыми интерфейсными выходами;
- расчета количества тепловой энергии в закрытых и открытых системах теплоснабжения, системах охлаждения и в отдельных трубопроводах;
- контроля параметров жидкостей, газов и газовых смесей;
- расчета количества электроэнергии по одностарифной и двухтарифной схемам;

*Область применения*

Измерительные системы коммерческого учета, автоматизированного контроля и управления технологическими процессами на промышленных предприятиях, теплопунктах, теплостанциях, электростанциях, газораспределительных станциях, нефтегазодобывающих предприятиях, предприятиях коммунального хозяйства и в холодильной промышленности в условиях круглосуточной эксплуатации.

### 1.4.2 Технические характеристики

ТЭКОН – 19 выпускается в 24 исполнениях – 14 основных (01 – 14) и 10 модернизированных (01М – 10М), отличающихся набором измерительных каналов (ИК), наличием органов управления и индикации, а также набором алгоритмов, включенных в программное обеспечение.

Особенности основных исполнений приведены в таблице 1, внешний вид со стороны лицевой панели – на рисунке 1. Нумерация клемм на преобразователе слева направо, вначале в нижнем ряду, затем в верхнем.

Таблица 1 – Основные исполнения ТЭКОН –19

Параметр	Значение параметра по исполнениям													
	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14
Типоразмер корпуса	70	70	70	70	70	105	70	70	70	105	70	70	70	70
Количество ИК сопротивления	1	1	3	-	2	4	3	2	-	4	-	-	5	-
Количество ИК силы тока	3	3	-	-	2	3	-	2	-	-	4	-	-	10
Количество ИК частоты и импульсов	4	4	3	8	3	4	3	3	8	7	-	8	-	-
Состав алгоритма	базовые и загружаемые										базовые			
Встроенные часы	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-
Дисплей	-	+	+	+	+	+	-	-	-	+	-	-	-	-
Интерфейс – 232 TTL	-	+	+	+	+	+	-	-	-	+	-	-	-	-
Вариант рисунка 1	а	б			в	а			в	а				

ПО ТЭКОН – 19 включает наборы алгоритмов для выполнения базовых функций и различных расчетных, архивных и прочих загружаемых задач потребителя в соответствии с исполнением. Обзорный перечень базовых и загружаемых алгоритмов приведен в таблице 2, различия по исполнениям в таблице 1. Общее количество загружаемых задач до 256.

ТЭКОН – 19 выполняет расчеты следующими методами:

- расхода, объема, массы и количества газов и газовых смесей, в том числе природного и влажного нефтяного газа, кислорода, диоксида углерода, азота, аргона, водорода, ацетилен, аммиака, приведенные к стандартным условиям, в соответствии с ПР 50.2.019, ГСССД МР 113, ГСССД МР 118, ГСССД МР 134 по измеренным сигналам ИП, рассчитанным или введенным по цифровому информационному каналу с других элементов измерительной системы (ИС) значениям расхода, давления, температуры, плотности газа при стандартных условиях, атмосферного давления и компонентного состава газа;

- расхода, объема и массы жидкостей, в том числе воды и жидкого аммиака, по измеренным сигналам ИП или введенным по цифровому информационному каналу с других элементов ИС значениям расхода, давления и температуры;

- расхода, объема и массы жидкостей, газов и газовых смесей методом переменного перепада давления в соответствии с ГОСТ 8.586.5 по измеренным сигналам ИП или введенным по цифровому информационному каналу с других элементов ИС значениям давления, перепада давления на сужающем устройстве (СУ) и температуры;

- расхода, объема и массы жидкостей, газов и газовых смесей с помощью осредняющих напорных трубок TORBAR и ANNUBAR 485 в соответствии с МИ 3173, МИ 2667;

- расхода, объема и массы водяного пара по измеренным сигналам ИП или введенным по цифровому информационному каналу с других

элементов ИС значениям расхода, давления и температуры с возможностью вычисления давления по измеренной температуре и температуры по измеренному давлению на линии насыщения;

– количества тепловой энергии, произведённой или потребленной в элементе системы теплоснабжения или охлаждения по результатам определения массы, температуры и давления среды;

– количества электроэнергии при двухтарифном учете отдельно по каждому тарифному интервалу (дневной и ночной).

Расчет объемного расхода всех видов газов производится с приведением его величины к стандартным условиям согласно ГОСТ 2939-63 (температура 20°C, атмосферное давление 760 мм рт. ст.).

ТЭКОН – 19 измеряет выходные сигналы первичных ИП, подаваемых на ИК: сопротивления (50 – 4000) Ом, силы тока (0 – 5) мА и (0 – 20) мА, числоимпульсные и частотные с частотой следования импульсов (0 – 100) Гц длительностью не менее 4 мс и (0 – 1000) Гц длительностью не менее 50 мкс.

Погрешности измерения ( $\Delta$ И) приведены в таблице 3.

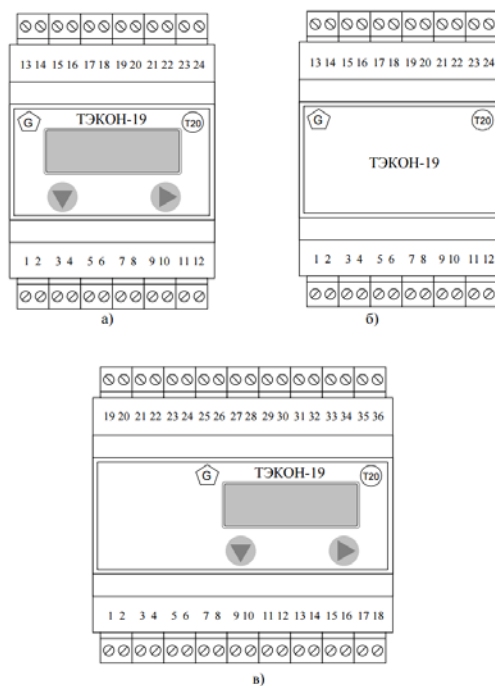


Рисунок 1 – Внешний вид передней панели и нумерация клемм ТЭКОН-19 для различных исполнений: а) – корпус 70 без индикатора, б) – корпус 70, в) – корпус 105



Таблица 2 – Алгоритмы ТЭКОН – 19

Наименования	Кол.
1	2
Базовые	
Общесистемные функции	1
Счет времени, ведение календаря	1
Измерение значений сопротивления и тока на аналоговых ИК	до 10 <sup>1</sup>
Измерение значений частоты и количества импульсов на числоимпульсных ИК	до 8 <sup>1</sup>
Прием запросов и выдача ответов через интерфейс CAN BUS	1
Прием запросов и выдача ответов через интерфейс RS – 232 TTL	1
Индикация и коррекция <sup>2</sup> требуемых параметров через меню дисплея	1
Просмотр архивных параметров через меню дисплея	До 200
	До 56
Самоконтроль ТВКОН – 19, ведение системного журнала событий	1
Загружаемые	
Вычислитель температуры по измеренному сопротивлению	до 256
Вычисление давления по измеренному току (с возможностью перевода в абсолютное давление в МПа)	до 256
Вычисление произвольной физической величины по измеренному току	до 256
Вычисление перепада давления по измеренному току (с переводом в кПа)	до 256
Расчет параметров энергоносителей по МИ 2412, МИ 2451	до 8
Расчет мгновенного и накопление интегрального значения объемного и массового расхода жидкостей и газов <sup>3</sup> :	до 8
– методом переменного перепада давления на диафрагме по ГОСТ8.586.5;	до 8
– с помощью осредняющих напорных трубок TORBAR ПО МИЗ173 <sup>2</sup> ;	до 8
– с помощью осредняющих трубок ANNUBAR 485 по МИ2667 <sup>2</sup>	до 8
– по измеренной частоте или току с ИП расхода;	до 8
– по количеству импульсов от ИП расхода импульсным выходом	до 8
Накопление интегрального значения количества электроэнергии по количеству импульсов, полученному от счетчика с числоимпульсным выходом, по одно - и двухтарифной схемам	до 8
Оценка состояния узла учета по исправности ИП и выходу контролируемых параметров за технологические допуски	до 256
Накопление интегрального количества тепловой энергии в закрытой или открытой системе теплоснабжения, или в отдельной трубопроводе	до 8
Расчет и накопление времени исправной/неисправной работы в составе ИС	до 256
Накопление суммарных значений параметров по заданным периодам – интервалам от 1 до 30 минут, часам, суткам, месяцам	до 256
Вычисление средних значений параметров по заданным периодам – интервалам от 1 до 30 минут, часам, суткам, месяцам	до 256
Вычисление средневзвешенных по расходу значений параметров по заданным периодам – интервалам от 1 до 30 минут, часам, суткам, месяцам	до 256
Архивирование выбранных параметров по расчетным интервалам от 1 до 30 минут, глубина архива до 3 месяцев	до 256
Архивирование выбранных параметров по часам, глубина 16, 32 или 64 суток	до 256
Архивирование выбранных параметров по суткам, глубина архива 1 год	до 256

Продолжение таблицы 2

1	2
Архивирование выбранных параметров по месяцам, глубина 1 или 4 года	до 256
Ввод параметров через интерфейс CAN BUS от других модулей	до 128
Выполнение арифметических, алгебраических и логических действий над параметрами	до 256
Вычисление экстремальных значений выбранных параметров по интервалам, часам, суткам и месяцам	до 256
Телесигнализация	до 8
Преобразование параметра методом кусочно-линейной интерполяции	до 2

Примечания:

1. По числу ИК в исполнении.
2. Только в исполнения 01М – 10м.
3. В исполнениях 01 – 10 только вода, пар, природный газ.
4. Допустимое количество одновременно загруженных задач каждого типа дано условно и зависит от количества требуемой для алгоритма памяти.

Таблица 3 — Погрешности измерения сигналов первичных измерительных преобразователей

Измеряемый параметр	Диапазон		ΔИ
	MIN	MAX	
Сопротивление, Ом	50	250	± 0,04 Ом
	250	1000	± 0,2 Ом
	1000	4000	± 2Ом
Сила тока, мА	0	5	± 0,005 Ма
	5	20	± 0,02 мА
Частота, Гц	0	1000	± 0,2 Гц
Количество импульсов, шт	0	∞	± 1 импульс

Пределы допускаемых погрешностей для некоторых типов первичных ИП, приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Пределы допускаемых погрешностей преобразования сигналов некоторых типов первичных измерительных преобразователей

Измеряемый параметр, ед.измерения	Наименование и ИП	Диапазон		Пределы допускаемой погрешности	
		MIN	Max	Обозначени е	интревал
Температура, °С	ТСМ-50, W <sub>100</sub> =1,428	-50	200	Δ(t <sub>TC</sub> ), °С	± 0,2
	ТСП-50, W <sub>100</sub> =1,391	-50	400		
	ТСМ-100, W <sub>100</sub> =1,428	-50	200	Δ(t <sub>TC</sub> ), °С	± 0,1
	ТСМ-100, W <sub>100</sub> =1,391	-50	400		
	ТСМ-500, W <sub>100</sub> =1,391	-50	400		
	ТСП-1000, W <sub>100</sub> =1,391	-50	400	Δ(t <sub>TC</sub> ), °С	± 0,5
Давление, кгс/см <sup>2</sup> , МПа	ИП с выходами 0-5, 0-20, 4-20 мА	0	P <sub>max</sub>	γ(J), %	± 0,1
Разность давление, кгс/см <sup>2</sup> , кПа	ИП с выходами 0-5, 0-20, 4-20 мА	0	dP <sub>max</sub>	γ(J), %	± 0,1

Пределы допускаемой относительной погрешности расчета – расхода, объема, массы и количества газов и газовых смесей, приведенных к стандартным условиям,  $\pm 0,1\%$ .

Диапазоны измеряемых параметров среды, в которых выполняются расчеты, приведены в таблице 5.

Таблица 5 — Диапазоны измеряемых параметров среды

Среда	Температур, °С		Абсолютное давление, МПа	
	минимум	максимум	минимум	максимум
Природный газ	-23	50	0,1	12
Нефтяной газ	-10	226	0,1	15
Смесь газов	-73,15	126,85	0,1	10

ТЭКОН-19 исполнений 01 – 10, 01М – 10М обеспечивает программирование (настройку) на конкретный технологический объект с помощью ПК путём задания требуемого проекта, т.е. исполняемого набора задач и списка выдаваемых на индикацию параметров, а также типов и характеристик первичных ИП. Типовые проекты, рекомендуемые к применению для большинства заказчиков, содержатся в базе данных (БД), поставляемой на диске с ТЭКОН – 19. Имеется возможность самостоятельного создания проекта, отличного от типового.

Подключение ТЭКОН – 19 к ПК для программирования может выполняться по технологическому интерфейсу RS – 232 TTL, либо по основному цифровому интерфейсу CAN – BUS через соответствующие адаптеры, выпускаемые предприятием-изготовителем, и коммуникационное оборудование информационных каналов связи.

ТЭКОН – 19 обеспечивает возможность вычисления средних значений любых рассчитанных параметров по заданным отрезкам времени - расчетным интервалам длительностью от 1 до 30 минут, часам, суткам, месяцам.

ТЭКОН – 19 обеспечивает возможность накопления любых интегральных параметров в диапазоне от 0 до 106 единиц. При переходе

соответствующего интегрального счетчика через 106 счет целой части параметра начинается снова с нуля, дробная часть – сохраняется.

Основное питание ТЭКОН – 19 – внешний источник постоянного тока напряжением  $U_{п}$  от 18 до 36 В. Потребляемая мощность для любого исполнения не более 6 Вт. В исполнениях ТЭКОН-19 с измерительными каналами частоты и количества импульсов имеется отдельный вход питания ИК данного типа от внешнего источника напряжением  $U_{пд}$  от 12 до 28 В. Потребляемая мощность не более 0,5 Вт на каждый канал.

### **1.4.3. Устройство и работа преобразователя**

#### *Система параметров и программное обеспечение*

ТЭКОН – 19 выполнен на основе микропроцессора xT89C51xx2 (основные исполнения) или LPC23xx (модернизированные исполнения), снабженного микросхемой внешней оперативной памяти объемом 512 Кбайт, и набором периферийных устройств для организации измерений, обмена по интерфейсам связи, индикации и управления.

Все данные, необходимые для настройки ТЭКОН – 19 и получения результатов его работы в процессе эксплуатации, доступны через его интерфейсы с использованием системы параметров, хранящейся в БД на ПК. Каждый преобразователь в ней рассматривается как модуль системы Т20. Его программное обеспечение состоит из набора задач, обрабатывающих по заданным алгоритмам входные параметры и константы, результатом выполнения которых являются выходные параметры. Параметры и задачи делятся на базовые и загружаемые.

#### *Измерение аналоговых сигналов*

При наличии в данном исполнении ТЭКОН – 19 аналоговых ИК (ИК сопротивления и силы тока) они нумеруются отдельно по типам каналов – для измерения сопротивления « $T_i$ » с индексами « $i$ » от 0 до максимального

значения и для измерения силы тока «Ji», также с индексами от 0 до максимального значения. Наличие и количество ИК каждого типа зависит от исполнения (см. таблицу 1).

Для измерения напряжения на аналоговых ИК используется АЦП с временем преобразования (от 120 до 160) мс на каждый ИК. Запуск преобразования и считывание готовых данных выполняются через систему прерываний процессора, что на длительность фонового цикла влияет незначительно. Измеренные значения напряжений переводятся в форму с плавающей запятой и помещаются в кольцевые буфера на 8 позиций каждый.

Для сглаживания шумов и случайных выбросов производится цифровая фильтрация напряжения каждого ИК, для чего один раз в начале каждого фонового цикла вычисляется среднеарифметическое значение из последних 8 замеров, которое и запоминается в качестве параметров 011С – 0123 «измеренное напряжение». Далее, в зависимости от назначения ИК, для каждого из Т10.00.60 РЭ них вычисляется один из двух основных параметров – сопротивление или сила тока. Алгоритмы вычисления приведены в Т10.06.116 РР.

Для ИК тока вводится поправка на смещение нуля ИП в виде напряжения калибровки. Напряжение определяется экспериментально и задается пользователем в период пусконаладочных работ через параметры 0118 – 011В.

Полученные значения силы тока ИП (параметры 0400 – 0403) и сопротивления термопреобразователя (параметры 0404 – 0407) могут являться входными для загруженных задач вычисления физических параметров, реально измеряемых подключенными к каналам датчиками. Контроль за правильностью использования парам.

#### *Измерение частоты и количества импульсов*

Наличие и количество ИК дискретных параметров (ИК частоты и количества импульсов) «Fi» зависит от исполнения (см. таблицу 1). ИК нумеруются, начиная с нуля, без пропусков номеров. Текущее состояние

каждого дискретного ИК отражается в битовых параметрах 0506 – 050D, однако, скорость обновления этих параметров в ПО невысока и позволяет оценить сигналы, изменяющиеся не чаще одного раза за цикл ((1 – 15) секунд).

Для исключения ложных срабатываний счетчиков импульсов, вызванных кратковременными импульсными помехами и «дребезгом» контактов ИП с герконовым выходом, в ТЭЖОН – 19 может быть включена аппаратно — программная фильтрация импульсов путем их прореживания с частотой около 250 Гц. Она включается по каждому каналу отдельно установкой единичного значения битовых параметров 0200 – 0207 «цифровой фильтр 250 Гц включен». Естественно, фильтрация допустима лишь в том случае, когда максимальная частота импульсов на данном ИК не превосходит 100 – 120 Гц.

Для измерения числа импульсов и частоты по каждому ИК программно – аппаратно ведется три независимых счетчика количества импульсов.

Первый счетчик (параметр 0410 – 0417) определяет число импульсов, поступившее на вход в течение последнего цикла основной программы. Он представляет собой целое двухбайтовое число без знака (от 0 до 65535), счет начинается на каждом цикле программы с нуля. Параметр обновляется в начале каждого цикла программы и может использоваться загружаемыми задачами для расчета расхода по показаниям датчиков с числоимпульсными выходами.

Второй счетчик (параметр 0208 – 020F) ведет общий счет пришедших импульсов. Он представляет собой целое двухбайтовое число без знака, счет ведется по кольцу от 0 до 65535, и далее снова с нуля. Для одиночного преобразователя имеет чисто служебное назначение; при работе в составе системы модулей может использоваться внешними модулями для подсчета расхода. Параметр обновляется один раз в течение каждого цикла программы.

Третий счетчик используется для определения частоты входных импульсов и подсчитывает число импульсов, поступившее на вход в течение последней секунды. По окончании каждой секунды его значение копируется в параметры 0210 – 0217 как мгновенное значение частоты на соответствующем канале, используемое только в отладочных целях, и представленное целым двухбайтовым числом без знака. Кроме того, эти же значения для каждого входа каждую секунду записываются в кольцевые буфера на 8 позиций каждый. Один раз в начале каждого фоновго цикла данные из буферов приводятся к виду с плавающей запятой и подвергаются цифровой фильтрации путем вычисления среднего арифметического из 8 последних отсчетов частоты. Результат усреднения сохраняется до окончания цикла как параметр 0408 – 040F и может использоваться загружаемыми задачами для расчета расхода.

#### *Принципы накопления (интегрирования) информации*

При интегрировании любых накапливаемых параметров (расход, количество тепловой энергии, время работы) использованы следующие принципы:

Интегрирование выполняется путем сложения предыдущего значения накапливаемого параметра с его приращением на данном цикле.

Алгоритмы расчета расхода, использующие сигналы от ИП с числоимпульсными выходами, приращение расхода на каждом цикле вычисляют непосредственно по количеству импульсов, пришедшему на цикле. Мгновенное значение «мощности» расхода (ед/час) не вычисляется. Для большинства сред рассчитывается приращение и накапливается расход и в единицах объема, и в единицах массы.

Алгоритмы расчета расхода, использующие сигналы от ИП с токовыми или частотными выходами, измеряющих мгновенное значение перепада давления на сужающем устройстве или «мощность» расхода, вычисляют откорректированное значение «мощности расхода», приведенное к часу, для большинства сред сразу и в объемных, и в массовых единицах. Для

получения приращения на цикле оно умножается на длительность цикла, выраженную в часах, и далее суммируется с предыдущим значением накопленного расхода.

Для повышения точности суммирования любые накапливаемые значения хранятся в виде трех отдельных параметров в формате с плавающей запятой каждый. Два связанных между собой внутренних параметра, недоступных пользователю, хранят отдельно целую и дробную части накапливаемого значения. Целая часть наращивается только в том случае, если сумма приращения на цикле и предыдущей дробной части превысила единицу. Эти параметры для алгоритма хотя и являются выходными, но пользоваться ими для учета неудобно. Поэтому параллельно в алгоритме ведется третий параметр, который представляет собой текущую сумму целой и дробной частей накопленного значения, он и является действительно выходным коммерческим параметром. При коррекции значения накопленного коммерческого параметра составляющие его целая и дробная часть корректируются автоматически.

При превышении целой частью любого накапливаемого параметра числа 106 счет ее начинается снова с нуля без потери дробной части.

Начиная с версии 73 модернизированных исполнений, возможно вычисление средневзвешенных по расходу значений параметра (например, температуры или давления) на расчетном интервале длительностью от 1 до 30 минут, за час, сутки и месяц. Если за данный отрезок времени расхода не было, в качестве средневзвешенного значения устанавливается код «не число», который при просмотре на индикаторе дисплея изображается как «\*\*\*\*».



## 1.5 Учет давления газа

### 1.5.1 Общее понятие и единицы измерения

Прежде чем перейти к учету давления и датчикам давления необходимо выяснить, что же называют давлением, как его можно определить и чем измеряют.

*Давление* – физическая величина, численно равная силе, действующей на единицу площади поверхности перпендикулярно этой поверхности. В данной точке давление определяется отношением нормальной составляющей силы  $dF_n$ , к действующей на малый элемент поверхности, к площади  $dS$ :

$$P = \frac{dF_n}{dS}, \quad (1)$$

где  $P$  – давление;

$dF_n$  – действующая сила;

$dS$  – площадь.

Давление является интенсивной физической величиной. Для обозначения давления обычно используется символ  $P$  от лат. *pressūra* (давление).

В Международной системе единиц (СИ) измеряется в паскалях (русское обозначение: Па; международное: Pa).

Паскаль равен давлению, вызываемому силой, равной одному ньютону, равномерно распределённой по нормальной к ней поверхности площадью один квадратный метр.

Наряду с паскалем в Российской Федерации допущены к использованию в качестве внесистемных единиц измерения давления следующие единицы:

- бар;
- килограмм-сила на квадратный сантиметр;

- миллиметр водяного столба;
- метр водяного столба;
- атмосфера техническая;
- миллиметр ртутного столба.

Перевод значений единиц давления представлен в таблице 6.

Таблица 6 — Перевод единиц давления

Единицы давления							
	Паскаль (Pa, Па)	Бар (bar, бар)	Техническая атмосфера (at, ат)	Физическая атмосфера	Миллиметр ртутного столба	Метр водяного столба	Фунт-сила на кв. дюйм (psi)
1 Па	1 Н/м <sup>2</sup>	10 <sup>-5</sup>	10,197 · 10 <sup>-6</sup>	9,8692 · 10 <sup>-6</sup>	7,5006 · 10 <sup>-3</sup>	1,0197 · 10 <sup>-4</sup>	145,04 · 10 <sup>-6</sup>
1 бар	10 <sup>5</sup>	1 · 10 <sup>6</sup> дин/см <sup>2</sup>	1,0197	0,98692	750,06	10,197	14,504
1 ат	98066,5	0,980665	1 кгс/см <sup>2</sup>	0,96784	735,56	10	14,223
1 атм	101325	1,01325	1,033	1 атм	760	10,33	14,696
1 мм рт. ст.	133,322	1,3332 · 10 <sup>-3</sup>	1,3595 · 10 <sup>-3</sup>	1,3158 · 10 <sup>-3</sup>	1 мм рт. ст.	13,595 · 10 <sup>-3</sup>	19,337 · 10 <sup>-3</sup>
1 м вод. ст.	9806,65	9,8066 · 10 <sup>-2</sup>	0,1	0,096784	73,556	1 м вод. ст.	1,4223
1 psi	6894,76	68,948 · 10 <sup>-3</sup>	70,307 · 10 <sup>-3</sup>	68,046 · 10 <sup>-3</sup>	51,715	0,70307	1 lbf/in <sup>2</sup>

### Виды давления

Различают несколько видов давления:

- *барометрическое (атмосферное)* – это давление, создаваемое массой воздушного столба в данной точки земли. Зависит от высоты над уровнем моря, широты, метеоусловий;

- *абсолютное давление* – это давление, отчитываемое от абсолютного нуля. За начало отсчета при этом принимается давления в сосуде, из которого полностью откачен воздух (такое возможно только теоретически);

- *избыточным давлением* называется давление выше атмосферного (это разница между абсолютным давлением и барометрическим);

– *дифференциальное давление* – это разница между давлением в двух точках измерения. Оно не является ни абсолютным, ни избыточным, и используется обычно как показатель падения давления на каком-либо оборудовании или его составляющем компоненте;

– *вакуумметрическое давление* – это давление ниже атмосферного давления (это разница между атмосферным и абсолютным давлением).

### **1.5.2 Датчики давления**

И так составив общую картину о измерениях и измерительных приборах, рассмотрев работу, функции, назначение приборов: газосчетчиков и ТЭЖОН – 19, ознакомившись с правилами учета, подробно рассмотрев такую величину как давление, теперь можно углубиться в тему выпускной работы и достижению ее целей. С опорой на выше изложенный материал можно начать разбираться, что представляет учет давления, а именно средство измерения – датчики давления.

*Датчик давления* – это преобразователь давления жидкой или газовой среды в выходной сигнал (электрический, пневматический и т.д.). Он позволяет измерить как абсолютное и избыточное давления, так и перепад или разрежение давления. Основные виды промышленных датчиков давления – это преобразователи избыточного давления и преобразователи абсолютного давления.

Датчик давления состоит из первичного преобразователя давления, в составе которого чувствительный элемент – приемник давления, схемы вторичной обработки сигнала, различных по конструкции корпусных деталей, в том числе для герметичного соединения датчика с объектом и защиты от внешних воздействий и устройства вывода информационного сигнала. Основными отличиями одних приборов от других являются пределы измерений, динамические и частотные диапазоны, точность регистрации

давления, допустимые условия эксплуатации, массогабаритные характеристики, которые зависят от принципа преобразования давления в электрический сигнал

### *Необходимость измерения давления*

И первый же вопрос возникающий в голове для чего нужен учет давления, если в широком аспекте мы рассматриваем устройство – газосчетчик. Если говорить в двух словах – потому что давление газа участвует в формуле подсчета массового расхода.

$$Q_M = \rho \times V \times S, \quad (2)$$

где  $Q_M$  – массовый расход, кг/с;

$\rho$  – плотность вещества, кг/м<sup>3</sup>;

$V$  – средняя скорость потока, м/с;

$S$  – площадь сечения потока, м<sup>2</sup>.

Используем уравнение Менделеева – Клапейрона, которое содержит все нужные величины

$$P \times V = \vartheta \times R \times T, \quad (3)$$

где  $P$  – давление вещества, ПА;

$V$  – объем вещества, м<sup>3</sup>;

$\vartheta$  – количество вещества, моль;

$T$  – температура вещества, кельвин;

$R$  – универсальная газовая постоянная ( $R = 8,3144598(48) \text{ Дж}/(\text{моль} \cdot \text{К})$ ).

Используем формулы количества вещества и объема вещества

$$V = m / \rho, \quad (4)$$

где  $m$  – масса вещества, кг;

$$\vartheta = m / M. \quad (5)$$

где  $M$  – молярная масса вещества, г/моль.

Применив алгебраические преобразования, составим зависимость плотности от давления, а так же и от температуры и молярной массы вещества.

$$\rho = P \times M / R \times T, \quad (6)$$

Так же массовый расход газа можно выразить через объемный расход

$$Q_m = Q \times \rho, \quad (7)$$

где  $Q_m$  – массовый расход, кг/с;

$Q$  – объемный расход, м<sup>3</sup>/с;

$\rho$  – плотность вещества, кг/м<sup>3</sup>.

Данные выводы подтверждаются ГОСТ Р 8.740-2011 ГСИ, в котором составлены методы для пересчета объемного расхода газа в зависимости от параметров подаваемого газа. Методы представлены в таблице 7.

Таблица 7— Методы приведения объемного расхода или объема газа при рабочих условиях к стандартным условиям

Наименование метода	Условие применения метода			
	Уровень точности измерений	Максимальный допустимый расход при рабочих условиях, м <sup>3</sup> /ч	Максимальное допустимое избыточное давление, МПа	Тип среды
Т—пересчет	Д	100	0,005	Газы низкого давления
РТ—пересчет	В, Г, Д	1000	0,3	Однокомпонентные или многокомпонентные газы со стабильным составом
РТЗ—пересчет	А, Б, В, Г, Д	Свыше 1000	Свыше 0,3	Газы, для которых имеются данные о коэффициенте сжимаемости
Р —пересчет	А, Б, В, Г, Д	Свыше 1000	Свыше 0,3	Газы, для которых отсутствуют данные о коэффициенте сжимаемости или точность существующих расчетных методов не удовлетворяет требованиям настоящего стандарта

Ниже будут представлены формулы и обозначения пересчета массового расхода газа из ГОСТ Р 8.740-2011 ГСИ.

В случае применения метода Т – пересчета объемный расход и объем газа, приведенные к стандартным условиям, рассчитывают по формулам:

$$q_c = K_{(a)} q_v \frac{1}{T}, \quad (8)$$

где  $q_c$  – объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$K_{(a)}$  – коэффициент сжимаемости газа;

$q_v$  – объемный расход газа при рабочих условиях,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$T$  – термодинамическая (абсолютная) температура газа:  $T=273,15+t$ , К.

$$V_c = \sum_{i=1}^n K_{(a)} q_{vi} \frac{1}{T_i} \Delta\tau_i, \quad (9)$$

где  $V_c$  – объем газа, приведенный к стандартным условиям,  $\text{м}^3$ ;

$\Delta\tau_i$  –  $i$ -й интервал дискретизации, с;

$$V_c = \Delta\tau \sum_{i=1}^n K_{(a)} q_{vi} \frac{1}{T_i}, \quad (10)$$

где  $\Delta\tau$  – интервал дискретизации, с.

$$V_c = \sum_{i=1}^n K_{(a)} \Delta V_i \frac{1}{T_i}, \quad (11)$$

где  $\Delta V_i$  – приращение объема газа за  $i$ -й интервал времени осреднения параметров газа,  $\text{м}^3$ .

$$K_{(a)} = \frac{p_\pi}{p_c} T_c \frac{Z_{c\pi}}{Z_\pi} = \frac{p_\pi}{p_c} T_c K_\pi^{-1}, \quad (12)$$

где  $p_c$  – стандартное давление, равное 0,101325МПа;

$T_c$  – стандартная температура, равная 293, 15 К;

$Z_{c\pi}$  – значение фактора сжимаемости газа при стандартных условиях;

$Z_\pi$  – условно – постоянный фактор сжимаемости газа;

$p_\pi$  – условно постоянное абсолютное давление, МПа;

$K_\pi^{-1}$  – условно постоянный коэффициент сжимаемости газа.

В случае применения метода рТ – пересчета объемный расход и объем газа, приведенные к стандартным условиям, рассчитывают по формулам:

$$q_c = K_{(б)} q_v \frac{p}{T}, \quad (13)$$

где  $p$  – абсолютное давление газа, МПа.

$$V_c = \sum_{i=1}^n K_{(б)} q_{vi} \frac{p_i}{T_i} \Delta\tau_i, \quad (14)$$

$$V_c = \Delta\tau \sum_{i=1}^n K_{(6)} q_{v_i} \frac{p_i}{T_i}, \quad (15)$$

$$V_c = \sum_{i=1}^n K_{(6)} \Delta V_i \frac{p_i}{T_i}, \quad (16)$$

$$K_{(6)} = \frac{1}{p_c} T_c \frac{Z_{c\pi}}{Z_\pi} = \frac{1}{p_c} T_c K_\pi^{-1}, \quad (17)$$

В случае применения метода рTZ – пересчета объемный расход и объем газа, приведенные к стандартным условиям, рассчитывают по формулам:

$$q_c = K_{(B)} q_v \frac{Z_c}{Z} \frac{p}{T} = K_{(B)} q_v \frac{1}{K} \frac{p}{T}, \quad (18)$$

где  $Z_c$  - фактор сжимаемости газа при стандартных условиях;

$Z$  – фактор сжимаемости газа при рабочих условиях;

$K$  – коэффициент сжимаемости газа.

$$V_c = \sum_{i=1}^n K_{(6)} q_{v_i} \frac{Z_{c_i}}{Z_1} \frac{p_i}{T_2} \Delta\tau_2 = \sum_{i=1}^n K_{(6)} q_{v_i} \frac{p_i}{T_1 K_2} \Delta\tau_1, \quad (19)$$

$$V_c = \Delta\tau \sum_{i=1}^n K_{(B)} q_{v_i} \frac{Z_{c_i}}{Z_1} \frac{p_i}{T_2} = \Delta\tau \sum_{i=1}^n K_{(B)} q_{v_i} \frac{p_i}{T_1 K_2}, \quad (20)$$

$$V_c = \sum_{i=1}^n K_{(B)} \Delta V_1 \frac{Z_{c_i}}{Z_1} \frac{p_i}{T_2} = \sum_{i=1}^n K_{(B)} \Delta V_2 \frac{p_i}{T_1 K_2}, \quad (21)$$

$$K_{(B)} = \frac{T_c}{p_c}, \quad (22)$$

В случае применения метода  $\rho$  – пересчета объемный расход и объем газа, приведенные к стандартным условиям, рассчитывают по формулам:

$$q_c = q_v \frac{\rho}{\rho_c}, \quad (23)$$

где  $\rho$  – плотность газа при рабочих условиях, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_c$  – плотность газа при стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>.

$$V_c = \sum_{i=1}^n q_{v_i} \frac{p_i}{\rho_{c_i}} \Delta\tau_i, \quad (24)$$

$$V_c = \Delta\tau \sum_{i=1}^n q_{v_i} \frac{p_i}{\rho_{c_i}}, \quad (25)$$

$$V_c = \sum_{i=1}^n \Delta V_2 \frac{p_i}{\rho_{c_i}}, \quad (26)$$

$$\Delta V_2 = \frac{N_i}{K_{пр}}, \quad (27)$$

где:  $N_i$  – общее число импульсов, формируемых ИП РСГ, за  $i$ -й интервал времени измерений;

$K_{пр}$  – коэффициент преобразования счетчика, имп/м<sup>3</sup>.

### **1.5.3 Классификация датчиков давления по принципу действия**

#### *1. Оптические*

Оптические датчики давления могут быть построены на двух принципах измерения: волоконно – оптическом и оптоэлектронном.

##### *Волоконно – оптические*

Волоконно – оптические датчики давления являются наиболее точными и их работа не сильно зависит от колебания температуры. Чувствительным элементом является оптический волновод. Об измеряемой величине давления в таких приборах обычно судят по изменению амплитуды и поляризации проходящего через чувствительный элемент света.

##### *Оптоэлектронные*

Датчики этого типа состоят из многослойных прозрачных структур. Через эту структуру пропускают свет. Один из прозрачных слоев может изменять свои параметры в зависимости от давления среды. Есть 2 параметра, которые могут изменяться: первый это показатель преломления, второй это толщина слоя. На рисунке 2 показаны оба метода, изменение показателя преломления – рисунок а, изменение толщины слоя – рисунок б.



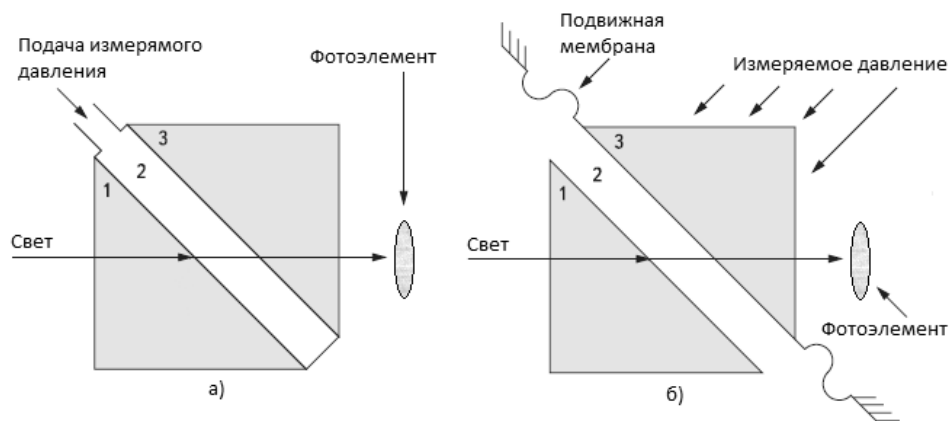


Рисунок 2 – Устройство оптоэлектронного датчика давления

Понятно, что при изменении этих параметров будут меняться характеристики проходящего через слои света, это изменение будет регистрироваться фотоэлементом. К достоинствам датчика этого типа можно отнести очень высокую точность.

## 2. Магнитные

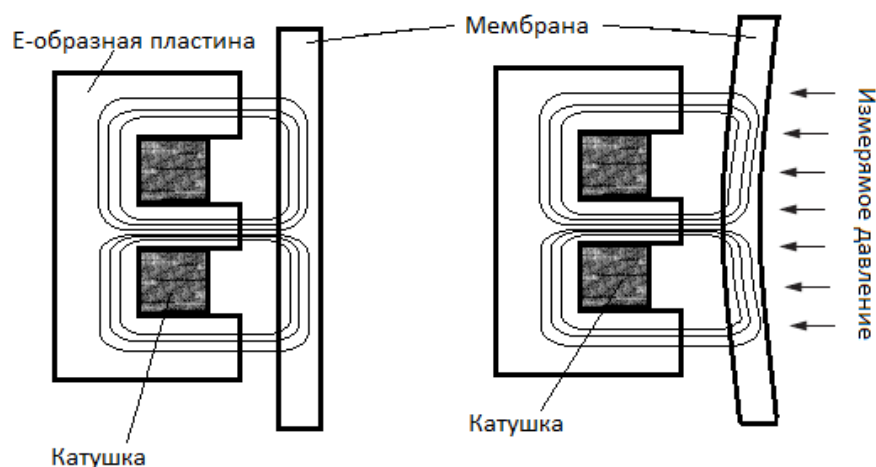


Рисунок 3 – Устройство магнитного датчика давления

Другое название таких датчиков – индуктивные. Чувствительная часть таких датчиков состоит из Е – образной пластины, в центре которой находится катушка, и проводящей мембраны чувствительной к давлению (рисунок 3) Мембрана располагается на небольшом расстоянии от края пластины. При подключении катушки, создается магнитный поток, который проходит через пластину, воздушный зазор и мембрану. Магнитная

проницаемость зазора примерно в тысячу раз меньше магнитной проницаемости пластины и мембраны. Поэтому, даже небольшое изменение величины зазора влечет за собой заметное изменение индуктивности.

### 3. Емкостные

Имеет одну из наиболее простых конструкций (рисунок 4). Состоит из двух плоских электродов и зазора между ними. Один из этих электродов представляет собой мембрану на которую давит измеряемое давление, вследствие, чего изменяется величина зазора. То есть, по сути, этот тип датчиков представляет собой конденсатор с изменяющейся величиной зазора. А как известно емкость конденсатора зависит от величины зазора. Емкостные датчики способны фиксировать очень маленькие изменения давления.

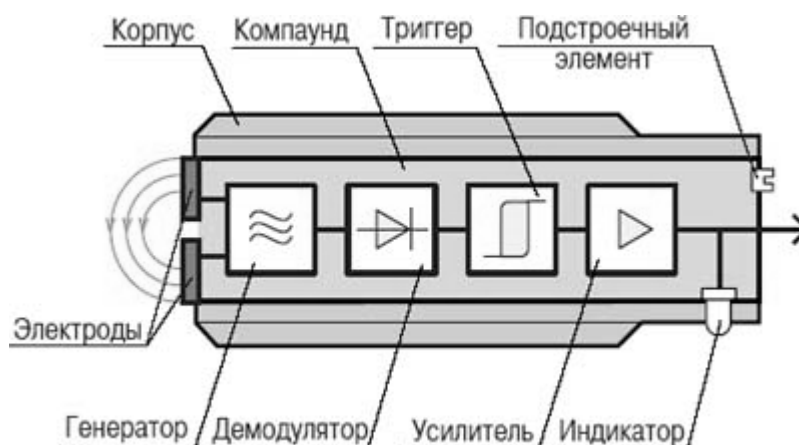


Рисунок 4 – Устройство и принципы работы емкостного датчика

### 4. Ртутные

Тоже очень простой измерительный прибор. Работает по принципу сообщающихся сосудов. На один из этих сосудов давить измеряемое давление. Давление определяется по величине ртутного столба.

### 5. Пьезоэлектрические

Чувствительным элементом датчиков этого типа является пьезоэлемент – материал, выделяющий электрический сигнал при деформации (прямой пьезоэффект). Пьезоэлемент находится в измеряемой среде, он будет выделять ток пропорциональный величине изменения давления. Так как

электрический сигнал в пьезоматериале выделяется только при деформировании, а при постоянном давлении деформирование не происходит, то этот датчик пригоден только для измерения быстроменяющегося давления.

#### *6. Пьезорезонансные*

Этот тип тоже использует пьезоэффект, только в отличие от прошлого типа тут используется обратный пьезоэффект – изменение формы пьезоматериала в зависимости от подаваемого тока. В датчиках данного типа используется резонатор (например пластина) из пьезоматериала, на которую нанесены с двух сторон электроды. На электроды по переменному подается напряжение разного знака, таким образом пластина изгибается то в одну то в другую сторону с частотой подаваемого напряжения. Но если на эту пластину подать силу, например мембраной чувствительной к давлению, то частота колебания резонатора изменится. Частота резонатора и будет показывать величину, с которой давление давит на мембрану, а она в свою очередь давит на резонатор.

В качестве примера, на рисунке 5 приведен пьезорезонансный датчик абсолютного давления. Он выполнен в виде герметичной камеры 1. Герметичность достигается соединением корпуса 2, основания 6 и мембраны 10, которая крепится к корпусу с помощью электронно-лучевой сварки. На основании 6 закреплены два держателя: 4 и 9. Держатель 4 крепится к основанию с помощью специально перемычки 3 и он держит силочувствительный резонатор 5. Держатель 9, установлен для крепления опорного пьезорезонатора 8.

Мембрана 10 передает усилие через втулку 13 на шарик 6, закрепленный в держателе 4. Шарик 4 передает силу давления на силочувствительный резонатор 5.

Провода 7 крепятся на основании 6 и служат для соединения резонаторов 5 и 8 с генераторами 17 и 16. Выходной сигнал абсолютного давления формируется схемой 15 из разности частот генераторов. Датчик

давления помещен в активный термостат 18 с постоянной температурой 40 градусов Цельсия. Измеряемое давление подается через штуцер 12.

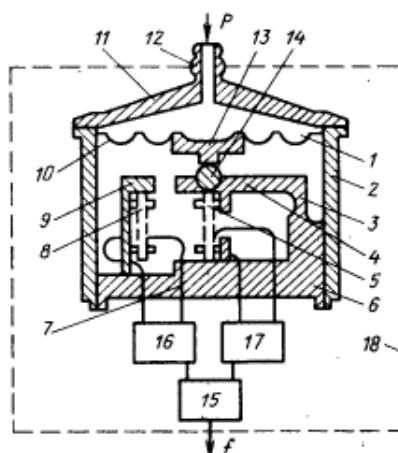


Рисунок 5 – Устройство и принципы работы пьезорезонансного датчика

### 7. Резистивные

По-другому этот тип датчиков называют тензорезистивный. Тензорезистор – это элемент, изменяющий свое сопротивление в зависимости от деформирования. Эти тензорезисторы устанавливают на мембрану чувствительную к изменению давления. В итоге, при давлении на мембрану она изгибается и изгибает тензорезисторы, закрепленные на ней. Вследствие чего, сопротивление на них меняется и меняется величина тока в цепи.

*Параметры необходимые при выборе датчиков давления:*

- вид давления. Очень важно понимать какой вид давления необходимо измерять. Существует 5 типов: абсолютное, дифференциальное (относительное), вакуум, избыточное, барометрическое;
- диапазон измеряемого давления;
- степень защиты прибора. В разных отраслях использования датчиков будут разные условия эксплуатации, для которых необходимы разные степени защиты от проникновения воды и пыли. Определитесь, какую степень защиты электроприбора нужно выбрать именно вам;

– наличие термокомпенсации. Температурные эффекты, такие как расширение материалов, могут наложить достаточно сильные помехи на выходные показания датчика. Если у вас происходят постоянное изменение температуры измеряемой среды, то термокомпенсация необходима. Обратите также внимание на границы температур;

– материал. Материал может оказать решающую роль при использовании датчика в агрессивных средах, в таком случае необходим выбор материала с высокой коррозионной стойкостью;

– вид выходного сигнала. Важно определиться какой вид нужен вам. Аналоговый или цифровой? Если аналоговый, то какие диапазоны выходных сигналов и сколько проводов? Например, диапазоны могут быть 4...20 мА.

## **2 ОБ ИЗМЕРЕНИИ ДАВЛЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА СЧЕТЧИКОМ ДОСТОВЕРНОСТИ**

### **2.1 Техническое задание**

В техническом задании описываются правила эксплуатации датчиков давления, их монтаж, проверка, регулировка, транспортировка и хранение. Выдержки из правил на датчики давления взяты из руководства по эксплуатации компании «Метран» и представлены в приложении В. Цифрами обозначены главы и пункты.

### **2.2 Измерительные преобразователи**

В приложение Е изображена монтажная схема участка газопровода с необходимым расположением датчиков давления. В приложение Ж построена принципиальная схема подключения датчиков давления к клеммной коробке. Рисунки начерчены в программе AutoCad.

#### **2.2.1 Датчик давления МЕТРАН 55**

Малогабаритные датчики МЕТРАН 55 предназначены для работы в различных отраслях промышленности, системах автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами и обеспечивают непрерывное преобразование измеряемых величин:

- избыточного давления (ДИ);
- абсолютного давления (ДА);
- давления разрежения (ДВ);
- давления – разрежения нейтральных и агрессивных сред в унифицированный токовый выходной сигнал (ДИВ).

Простота конструкции, надежность, малые габариты, невысокая стоимость обеспечивают повышенный спрос потребителей.

Датчик давления МЕТРАН 55 выпускается в различных модификациях с различными особенностями, в таблице 8 представлены основные технические характеристики датчиков.

Таблица 8 – Основные технические характеристики МЕТРАН 55

Тип датчика	Модель	Ряд верхних пределов измерений по ГОСТ 22520, МПа		Код пределов допускаемой основной приведенной погрешности, $\pm\gamma\%$	
<b>Датчики абсолютного давления (ДА)</b>					
МЕТРАН – 55 – ДА	505	0,25; 0,4; 0,6; 1,0; 1,6; 2,5		0,15; 0,2; 0,5	
МЕТРАН – 55 – ЕХ – ДА	506	1,6; 2,5; 4,0; 6,0; 10,0;			
МЕТАН – 55 – ВН – ДА		16,0			
<b>Датчики избыточного давления (ДА)</b>					
МЕТРАН – 55 – ДИ	515	0,25; 0,4; 0,6; 1,0; 1,6; 2,5		0,15; 0,2; 0,5	
МЕТРАН – 55 – ЕХ – ДИ	516	0,25; 0,4; 0,6; 10; 16			
МЕТРАН – 55 – ВН – ДИ	517	10; 16; 25; 40; 60; 100			
	518	0,06; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,6			
<b>Датчики разрежения (ДВ)</b>					
МЕТРАН – 55 – ДВ	528	0,06		0,15; 0,2; 0,5	
МЕТРАН – 55 – ЕХ – ДВ					
МЕТРАН – 55 – ВН – ДВ					
<b>Датчики давления – разрежения (ДИВ)</b>					
МЕТРАН – 55 – ДИВ	535	Разряжения	Избыточного давления	0,15; 0,2; 0,5	
МЕТРАН – 55 – ЕХ – ДИВ		0,06	0,15; 0,3; 0,5; 0,9; 1,5; 2,4		
МЕТРАН – 55 – ВН – ДИВ					

*Погрешность измерений: 0,15; 0,2; 0,5%.*

*Диапазон перенастройки: 10:1.*

Самодиагностика при запуске.

Встроенный фильтр радиопомех.

Микропроцессорная электроника.

Возможность простой и удобной настройки значений выходного сигнала, соответствующих нижнему и верхнему значениям измеряемого давления, кнопочными переключателями.

*Измеряемые среды:* жидкость, пар, газ (в т.ч. газообразный кислород)

*Диапазон измеряемых давлений:* минимальный 0 – 0,06 МПа, максимальный 0 - 100 МПа.

*Диапазон температуры* окружающего воздуха: 40 - 70°С.

*Исполнения датчиков:* кислородное и взрывозащищенное (exiaIICT5X, exibIICT5X, 1ExdsIIBT4/H2X).

*Межповерочный интервал:* 3 года

*Выходной сигнал:* 0 - 5; 4 - 20 мА - для датчиков общепромышленного исполнения; 4-20 мА - для датчиков с видом взрывозащиты "Ex".

Климатическое исполнение датчиков соответствует УХЛ 3.1, У2 или Т3 по ГОСТ 15150 (группы исполнений С3, С4 по ГОСТ 12997 соответственно). Датчики предназначены для работы при температуре окружающей среды, указанной в «Кодах климатического исполнения».

Датчики климатического исполнения УХЛ3.1 и У2 устойчивы к воздействию относительной влажности окружающего воздуха до 95% при 35°С и более низких температурах без конденсации влаги. Датчики исполнения Т3 устойчивы к воздействию относительной влажности окружающего воздуха 100% при 35°С и более низких температурах с конденсацией влаги.

*Степень защиты* датчиков от воздействия пыли и воды по ГОСТ 14254: IP65.

Датчики предназначены для работы при атмосферном давлении от 84,0 до 106,7 кПа и соответствуют группе исполнения Р1 по ГОСТ 12997.

По устойчивости к механическим воздействиям датчики соответствуют виброустойчивому исполнению V3 по ГОСТ 12997

Датчики выдерживают воздействие перегрузки испытательным давлением в 1,25 раза большем верхнего предела измерений заказанной модели (без изменения характеристик после воздействия). Датчики с верхним пределом измерений 100 МПа выдерживают перегрузку испытательным давлением 110 МПа (без изменения характеристик после воздействия).



*Мощность*, потребляемая датчиком, не более:

- 0,5 Вт - для датчиков с выходным сигналом 0 - 5 мА;
- 1,0 Вт - для датчиков с выходным сигналом 4 - 20 мА.

*Масса датчиков*: МЕТРАН 55, МЕТРАН 55-Ех не превышает 0,6 кг, а датчиков МЕТРАН 55-Вн – 0,9 кг.

*Надежность*: средний срок службы датчика – 12 лет, для датчиков кислородного исполнения – 7 лет. Средняя наработка датчиков на отказ с учетом технического обслуживания – 150 000 ч.

*Проверка*: методика поверки в соответствии с МИ 4212-012-2001.

*Комплект поставки*:

- датчик;
- комплект монтажных частей (по заказу потребителя);
- руководство по эксплуатации;
- методика поверки МИ4212-012-2001;
- паспорт.

По требованию Заказчика за отдельную плату поставляются:

- блоки питания;
- вторичные приборы;
- барьер высокого потенциала;
- клапанные блоки.

*Гарантийные обязательства*: в течение 36 месяцев со дня ввода в эксплуатацию.

Чертеж датчика МЕТРАН 55 изображен в приложении Г.

### **2.2.2 Датчик давления МЕТРАН 150**

Интеллектуальные датчики давления серии МЕТРАН 150 предназначены для непрерывного преобразования в унифицированный

токовый выходной сигнал и/или цифровой сигнал в стандарте протокола HART входных *измеряемых величин*:

- избыточного давления;
- абсолютного давления;
- разности давлений;
- давления – разрежения;
- гидростатического давления (уровня).

*Управление параметрами датчика:*

- с помощью клавиатуры и ЖКИ (внешние и внутренние кнопки);
- с помощью HART - коммуникатора или с помощью AMS;
- удаленно с помощью программы HART - Master, HART - модема

и компьютера или программных средств АСУТП.

Улучшенный дизайн и компактная конструкция.

Поворотный электронный блок и ЖКИ.

Высокая перегрузочная способность.

Защита от переходных процессов.

Внешняя кнопка установки "нуля" или кнопки аналоговой настройки "нуля" и "диапазона".

Непрерывная самодиагностика.

*Измеряемые среды:* жидкости, в т.ч. нефтепродукты; пар, газ, газовые смеси.

*Диапазоны измеряемых давлений:* минимальный 0 – 0,025 кПа; максимальный 0 – 68 МПа.

*Основная приведенная погрешность* до 0,075%; опция до 0,2%

*Диапазон температур* окружающей среды от -40 до 85°С; от -55 до 85°С (опция).

*Перенастройка диапазонов измерений* до 100:1.

Высокая стабильность характеристик.

*Исполнение датчиков:* взрывозащищенное исполнение вида «искробезопасная цепь» и «взрывонепроницаемая оболочка».

*Межповерочный интервал:* 4 года.

Датчик давления МЕТРАН 150 выпускается в различных модификациях с различными особенностями, в таблице 9 представлены основные технические характеристики датчиков.

Таблица 9. Основные технические характеристики МЕТРАН 150

Модель	Код диапазона	Верхний предел измерений, кПа		Код пределов допускаемой основной приведенной погрешности, $\pm\gamma\%$
		$P_{\min}$	$P_{\max}$	
<i>Датчики разности давления</i>				
150CD	0	0,025	0,63	0,075; 0,1; 0,2
150CD 150CDR	1	0,25	6,3	0,075; 0,1; 0,2
	2	1,25	63	
	3	5	250	
	4	32	1600	
	5	200	10000	
<i>Датчики избыточного давления</i>				
150CG	0	0,025	0,63	0,075; 0,1; 0,2
150CG 150CGR	1	0,25	6,3	0,075; 0,1; 0,2
	2	1,25	63	
	3	5	250	
	4	32	1600	
	5	200	10000	
150TG 150TGR	1	3,2	160	0,075; 0,1; 0,2
	2	20	1000	0,075; 0,1; 0,2
	3	120	6000	
	4	500	25000	
	5	16000	60000	
<i>Датчики абсолютного давления</i>				
150TA 150TAR	1	2,5	160	0,075; 0,1; 0,2
	2	20	1000	
	3	120	6000	
	4	500	25000	
150TAR	5	16000	68000	0,075; 0,1; 0,2
150L	2	0,62	62	0,075; 0,1; 0,2
	3	2,48	248	
	4	20,7	1600	

#### *Выходные сигналы*

Датчики выпускаются с двумя типами выходного сигнала:

- 4 – 20 мА с протоколом HART (код выходного сигнала А);
- 0 – 5 мА (код выходного сигнала В).

Датчик имеет программируемую характеристику выходного сигнала в соответствии с функцией преобразования входной величины: линейную или по закону квадратного корня.

По умолчанию датчики выпускаются настроенными на линейно-возрастающую характеристику. В процессе эксплуатации в датчике потребителем может быть установлена любая характеристика выходного сигнала.

*Потребляемая мощность:* 0,8 Вт – с выходным сигналом 4 – 20 мА; 0,5 Вт – с выходным сигналом 0 – 5 мА.

*Средний срок службы датчика:*

- 12 лет, кроме датчиков, эксплуатируемых при измерении агрессивных сред, средний срок службы которых зависит от свойств агрессивной среды, условий эксплуатации и применяемых материалов;
- 20 лет (с опцией ML).

Средняя наработка датчика на отказ составляет 150 000 ч.

*Масса датчика без клапанного блока и комплекта монтажных частей:*

1,7 кг – модели 150ТА, 150ТГ, 150ТАR, 150ТGR;

3,8 кг – модели 150СDR, 150СGR с традиционным фланцем.

*Поверка:* Методика поверки МИ 4212-012-2006.

*Гарантийные обязательства:* в течение 36 месяцев со дня ввода в эксплуатацию, гарантийный срок хранения 12 месяцев с момента изготовления датчика.

*Комплект поставки:*

- датчик 1 шт;
- комплект монтажных частей (в соответствии с заказом) 1 компл;
- руководство по эксплуатации 1 экз;
- методика поверки МИ 4212-012-2006 1 экз;

- паспорт 1 экз;
- розетка штепсельного разъема(в соответствии с заказом) 1 шт.

По требованию Заказчика могут быть поставлены:

- кабельный ввод или штепсельный разъем (установленный);
- клапанный блок (в т.ч. в сборе с датчиком);
- HART-коммуникатор метран-650 или 475;
- HART-модем МЕТРАН 681 или МЕТРАН 682, конфигурационная программа и руководство пользователя программой HART-Master;
- диафрагмы ДБС, ДКС,ДФК;
- сосуды СК, СУ, СР;
- блоки питания;
- барьеры искрозащиты;
- вторичные приборы;
- разделительные мембраны в сборе с датчиком.

Чертеж датчика МЕТРАН 150 с установочным кронштейном для трубы 50 мм изображен в приложение Д.

### **2.3 Критерии достоверности и алгоритм**

Основной смысл выпускной квалификационной работы – это создание эскизного проекта счетчика природного газа с контролем достоверности измерения давления. Счетчики с наиболее высокой точностью и непрерывной работой. Реализации проекта будет выполнена созданием алгоритма, позволяющего производить контроль достоверности при измерении давления. Для построения алгоритма необходимо определить критерии, которые будут реализованы в самом алгоритме. В разработке будут использованы 3 критерия необходимые для работы счетчика газа с

контролем достоверности. Алгоритм будет строиться в программе ТЭКОН – 19.

### *Критерии достоверности*

#### *Критерий 1 – оценочный критерий*

Разность двух согласованных измерений физической величины не должна превышать удвоенное произведение предельной абсолютной погрешности СИ, установленной критерием

$$|X_1 - X_2| \leq 2\Delta x, \quad (28)$$

Под согласованными понимаются измерения физической величины, выполненные разными измерительными преобразователями, установленными на одном трубопроводе, в совпадающие интервалы времени. Поскольку в погрешность измерения входят не только основные погрешности средств измерения, но и дополнительные систематические погрешности, связанные с неточностью монтажа ИП, загрязненностью газпровода, прочими факторами, а также дополнительной погрешностью, вносимой вычислителем, поэтому базой для оценки выбрана предельная погрешность СИ, 0,5%.

#### *Критерий 2 – результативный критерий*

По результатам двух согласованных измерений физической величины наиболее достоверной, т.е. наиболее приближенной к истинному значению, является величина равная:

– при измерении ИП с одинаковыми классами точности - среднему от двух измеренных величин

$$X_{\text{ср}} = (X_1 + X_2) / 2, \quad (29)$$

– при измерении ИП с разными классами точности

$$X_{\text{ср}} = X_1 + \Delta x_1 / (\Delta x_1 + \Delta x_2) * (X_2 - X_1), \quad (30)$$

где  $\Delta x_1$  и  $\Delta x_2$  – абсолютные погрешности ИП, рассчитанные для рабочих условий эксплуатации.

Формула (30) имеет общий вид, так как при  $\Delta x_1 = \Delta x_2$  она сворачивается до формулы (29). На рисунке 6 показаны две функции

распределения величины, соответствующие нормальному закону Гаусса и наиболее достоверная величина  $X_{\text{ср}}$  для двух ИП одного класса точности (рисунок бв) и с разными классами точности (рисунок бг). Величина  $X_{\text{ср}}$  рассчитывается по условию уравнивания вероятностей появления значений  $X_1$  и  $X_2$ . Здесь видно, что при равной вероятности значений для преобразователей одной точности истинная величина  $X_{\text{ист}}$  лежит посередине отрезка АВ, что соответствует среднеарифметической величине, а для преобразователей с разными классами точности  $X_{\text{ист}}$  делит отрезок АВ пропорционально дисперсиям распределения, или, что тоже самое, пропорционально отношению  $\Delta x_1$  и  $\Delta x_2$  (рисунок бг).

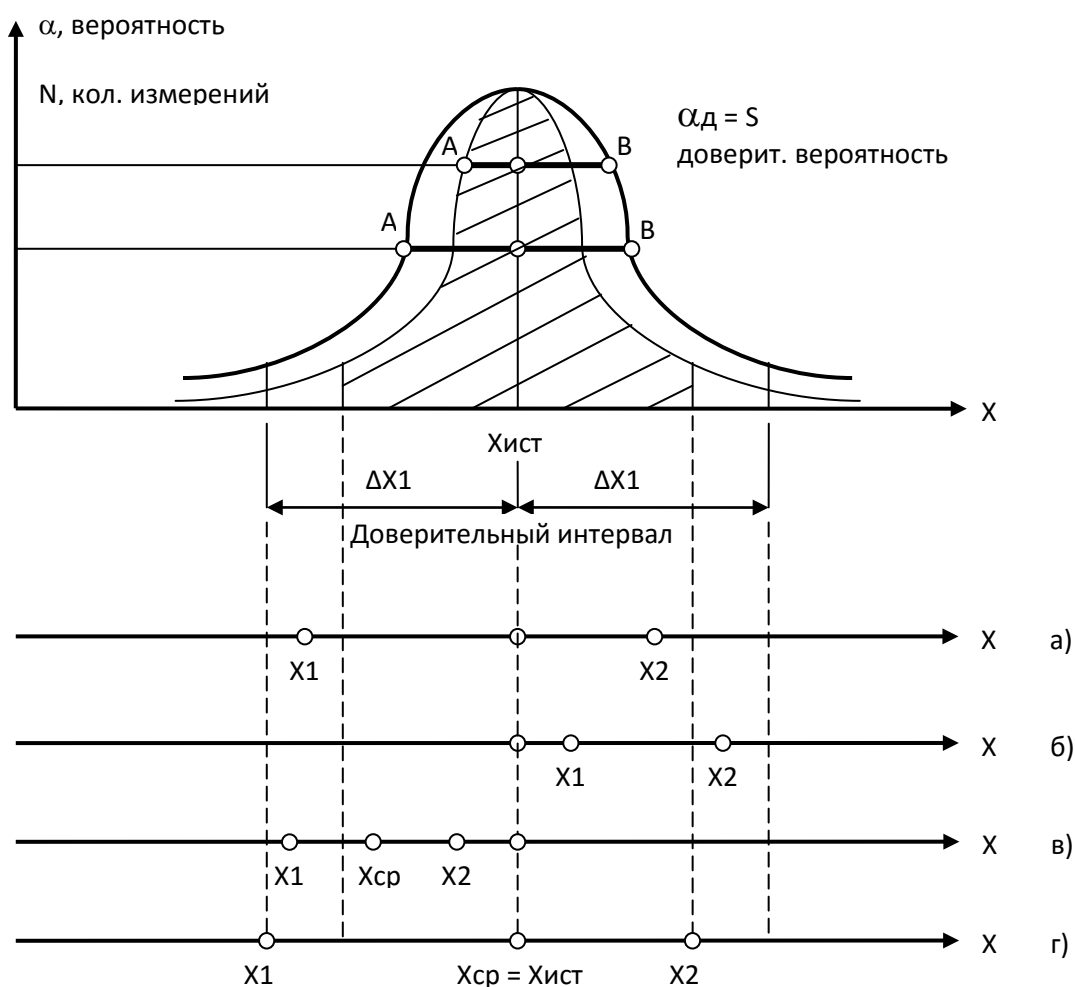


Рисунок 6 – Пояснения к определению критериев

*Критерий №3 – доверительный критерий*

При большом количестве измерений динамично изменяющейся физической величины все измерения считаются достоверными, если отношение количества измерений, неудовлетворяющих первому критерию к количеству измерений, удовлетворяющих этому критерию, выраженное в долях, больше установленной доверительной вероятности.

$$\alpha_{\text{дов}} \leq 1 - N_{\text{н}}/N_{\text{д}}, \quad (31)$$

Средства измерений в процессе эксплуатации могут показывать значения, выходящие за допуски, установленные для своего класса точности. Количество таких «неточных» измерений при достаточно большом количестве всех измерений определяет характерный параметр, называемый доверительной вероятностью.

*Доверительная вероятность* - это вероятность появления величины в пределах заданного доверительного диапазона. Например, для доверительной вероятности 0,95 это означает, что как минимум 95% всех измерений должны укладываться в пределы допуска по абсолютной погрешности СИ, а 5% измерений могут выходить за эти пределы, в противном случае наступает метрологический отказ и невозможность дальнейшего использования СИ. Некоторые нормативно-технические документы устанавливают даже меньшие требования для отбраковки СИ

Кто и в каких пределах устанавливает значение доверительной вероятности? В методике МИ 2553-99 в п.1.8 при измерении давления, температуры и расхода газа рекомендуется доверительную вероятность устанавливать близкой к 0,95 и, в отдельных случаях, заинтересованные стороны, т.е. поставщик и потребитель, по согласованию сторон, могут устанавливать доверительную вероятность ближе к 1. К отдельным случаям относятся установка узла учета на источнике теплоты или у крупного потребителя и для СИ, имеющих индивидуальные метрологические характеристики.

Как уже выше сказано, алгоритм обработки сигналов датчиков давления будет построен в программе ТЭКОН – 19. Файл с разработкой



будет представлен на диске с выпускной квалификационной работой, в этой работе алгоритм будет изображен в приложении 3. На рисунках 7, 8, 9, изображены три критерия соответственно. Описание задач представлено под рисунками.

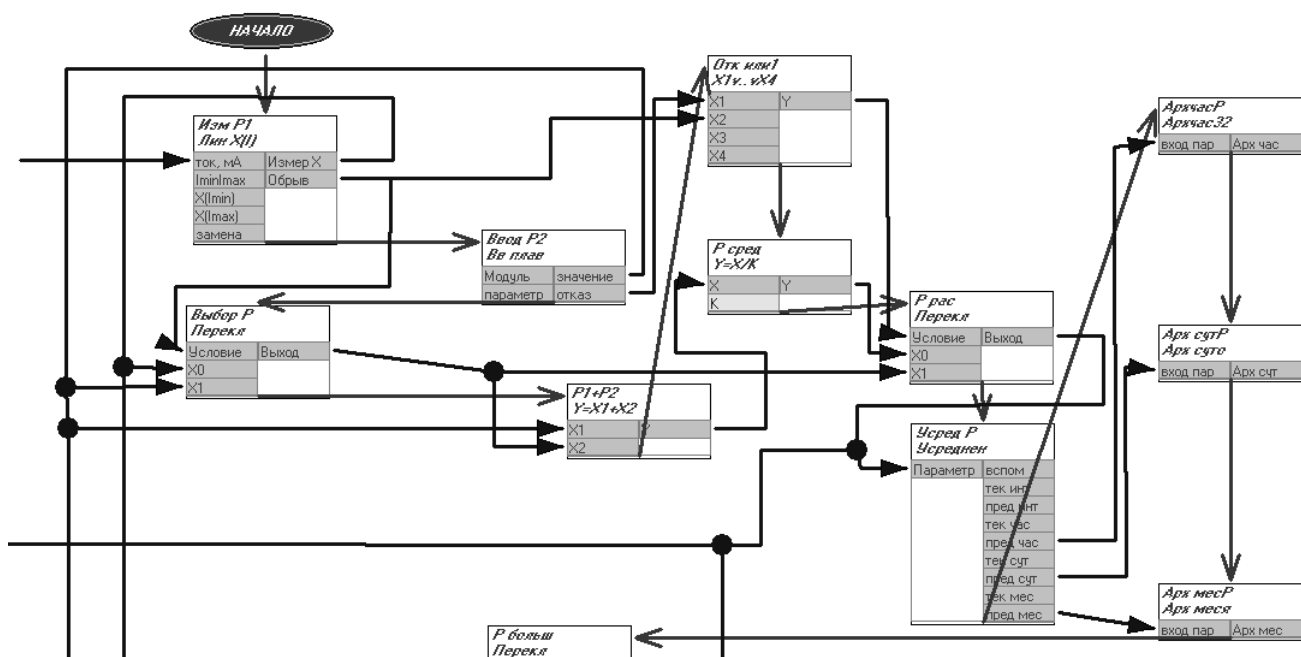


Рисунок 7 – Алгоритм критерия №2

Задача 1: алгоритм «расчет давления P1» № 0190 определяет одну или несколько величин с помощью датчика давления. Первая задача определяет давление переводя токовый сигнал с датчика в значения (Па). Границы давления задаются прямо пропорционально выходному сигналу.

Задача 2: ТЭКОН-19 позволяет организовать расчет действительного накопленного расхода среды путем загрузки трёх задач ввода параметров «расход мгновенный», «температура», «давление» по алгоритму «Ввод внешнего параметра с плавающей запятой» 027В. Использование накопленного расхода алгоритмически не поддерживается. Получение давления (P2) осуществляется по каналу связи CAN BAS от другого ТЭКОН-19.

Задача 3: алгоритм «переключатель» № 0121 выбирает значение давления в зависимости от работоспособности датчиков давления. При условии обрыва выбирается рабочее значение давления.

Задача 4: алгоритм « $X_1+X_2 \rightarrow Y$ » № 0030 выполняет арифметические операции над параметрами и константами с плавающей запятой (сложение двух P: P1 и P2).

Задача 5: алгоритм «Логическое ИЛИ (на 4 входа, без инверсии выхода)» № 0199 выполняет логические операции над битовыми параметрами (обрыв с P1 или отказ с P2, или выключение по критерию №3 (см. задачу 21)).

Задача 6: алгоритм « $X/K \rightarrow Y$ » № 0037 так же выполняет логические операции: вычисление среднего значения давления. Сумма двух P делится на K, где коэффициент равен 2, так как два датчика давления с одинаковой погрешностью.

Задача 7: алгоритм «переключатель» определяет расчётное значение давления ( $P_{расч}$ ) либо с рабочего датчика давления либо с их общего значения.

Задача 8: алгоритм «усреднение параметра на отрезках времени» № 0224 вычисляет среднее значение на расчетном интервале длительностью от 1 до 30 минут, за час, сутки или месяц. Ее входным параметром должно являться мгновенное значение параметра X на цикле. Принцип работы – накопление суммы мгновенных значений ( $S_X$ ) на заданном отрезке времени, подсчет числа циклов N на этом отрезке и деление суммы замеров на число циклов. Значения  $S_X$  и N являются внутренними параметрами алгоритма, поэтому откорректировать текущее среднее значение параметра невозможно. По окончании отрезка времени среднее значение переписывается как «среднее за предыдущий отрезок». Диапазон нормальной работы алгоритма по средним значениям выходных параметров – от сотых долей единицы (при меньших значениях значительно снижается точность) до нескольких

десятков тысяч единиц (при больших значениях алгоритм неработоспособен за счет особенностей суммирования).

Задача 9: алгоритм «архив часов (на 32 календарных суток) в часовом архиве» № 0228 архивирует параметры по часам с глубиной хранения 32 дня от текущей даты. В каждой имеется всего один входной и один выходной параметр. Входной параметр определяет, что именно архивируется. Для архива расхода потребленной газа берется параметр «общий накопленный расход в тоннах» из задачи расчета тепловой энергии, и архив будет содержать его «мгновенные снимки» в конце каждого часа.

Выходному параметру архива присваивается очередной гибкий номер. Этот параметр является индексным, т.е. при каждом запросе со стороны ЭВМ отражает состояние только одного из 768 (32дня \* 24 часа) элементов массива. Значение индекса вычисляет ЭВМ, исходя из текущего и запрашиваемого моментов времени и даты.

Задача 10: алгоритм «Архив суток (на 1 год)» № 0226 архивирует параметры по суткам. Работает по аналогии алгоритма № 0228. Этот параметр также является индексным, и при каждом запросе со стороны ЭВМ отражает состояние только одного из 366 (по числу дней хранения) элементов массива. Значение индекса задает ЭВМ, исходя из даты запроса.

Задача 11: алгоритм «архив месяцев (на 12 месяцев)» № 0225 архивирует параметры по месяцам. Работает по аналогии № 0228.

Выходному параметру архива присваивается очередной гибкий номер. Этот параметр является индексным, и при каждом запросе со стороны ЭВМ отражает состояние только одного из 12 (по числу месяцев хранения) элементов массива. Значение индекса задает ЭВ

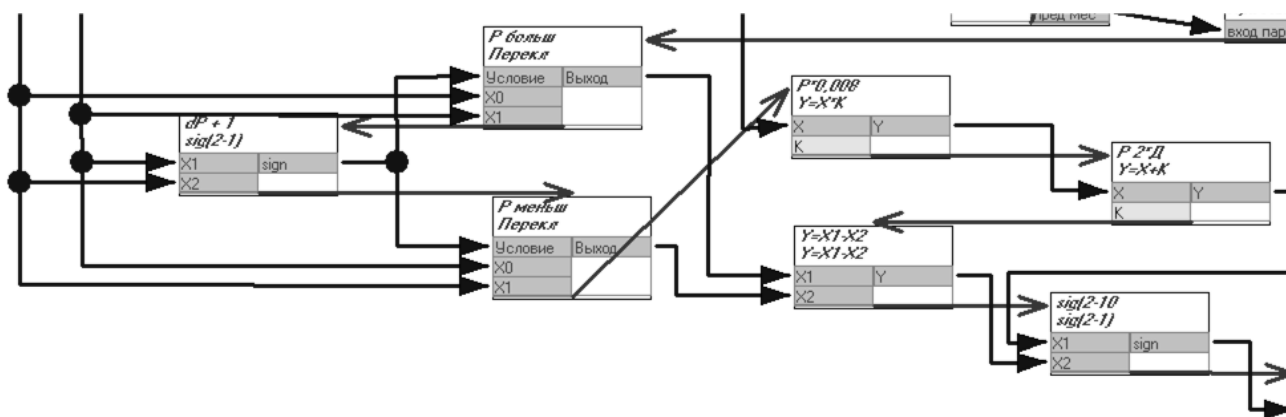


Рисунок 8 - Алгоритм критерия №1

Задачи 12: алгоритм «переключение» производится выбор наибольшего значения давления P.

Задача 13: алгоритм «сравнение параметров X1 и X2» № 0089 сравнивает параметры давления (P1 и P2). Формирует битовый сигнал 1 или 0.

Задача 14: алгоритм «переключение» производится выбор наименьшего значения давления P.

Задачи 15 и 16: алгоритмы № 0035 и №0031 высчитывают удвоенное произведение предельной абсолютной погрешности.

Задаче 17 алгоритм «X1-X2->Y» № 0032 вычисляет модуль двух согласованных измерений физической величины, благодаря тому, что мы определили наибольшее и наименьшее значение P.

Задаче 18 алгоритм «Сравнение параметров X1 и X2» № 0089 определяет условие критерия 1. Сравнивает модуль разности значения давления и удвоенную предельную разность абсолютной погрешности.

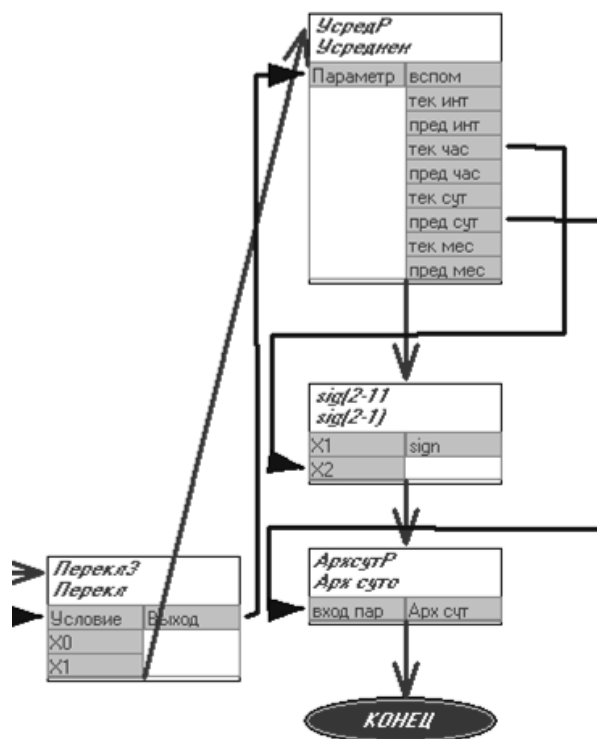


Рисунок 9. Алгоритм критерия №3

Задача 19: производится формирование значения критерия 3, величина доверительная вероятности не должна быть меньше 95%.

Задача 20: алгоритм «усреднение параметра на отрезках времени» описан в задаче 8.

Задача 21: алгоритм «Сравнение параметров X1 и X2», сравнивается константа 0,95 – доверительная вероятность и значение давлений удовлетворяющих критерию доверительной вероятности.

Задача 22: алгоритм «Архив суток (на 1 год)» № 0226 архивирует параметры по суткам. Работает по аналогии алгоритма № 0228. Этот параметр также является индексным, и при каждом запросе со стороны ЭВМ отражает состояние только одного из 366 (по числу дней хранения) элементов массива. Значение индекса задает ЭВМ, исходя из даты запроса.

### 3 ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ

В экономическом разделе будет произведен расчет установки полноценного газосчетчика с вычислителем, датчиками температуры и давления, расходомером и манометрами, так же будут подсчитаны монтажные работы. Все расчеты представлены в таблице И1 в приложении И. Стоимость изделий взята у официального представителя компании «Метран», работы по установке установлены согласно гранд смете.

После расчета всех затрат будет произведен подсчет потребления газа в небольшом микрорайоне и сделан вывод о целесообразности применения данного счетчика.

Условия: счетчик с контролем достоверности устанавливается в микрорайоне в котором 20 домов, в среднем в каждом доме по 200 квартир. Среднестатистический расход газа в квартире в месяц составляет  $12\text{ м}^3$ . Цена за газ в Екатеринбурге равна 4,2 руб. за  $1\text{ м}^3$  (ОАО Газпром) при наличие счетчиков, при отсутствие их 4,85 руб.

Полученные результаты по смете, составленные в текущих (прогнозных) ценах по состоянию на 2016 г – 245135 руб.

Так как счетчик газа с контролем достоверности имеет в два раза больше оборудования и следовательно требует в два раз больше затрат, чем обычный счетчика газа, значит дополнительные затраты составляют:

$245135\text{р} / 2 = 122570$  руб. составляют дополнительные затраты.

$200\text{кв} \times 20\text{д} = 4000$  кв. в микрорайоне.

$4000\text{кв} \times 12\text{ м}^3 = 48000\text{ м}^3$  потребляет район в месяц.

$4800\text{ м}^3 \times 4,2\text{р} = 201600$  рублей платит весь микрорайон в месяц.

Среднестатистический расход газа в одной квартире составляет  $12\text{ м}^3$  в месяц. В доме в котором 200 квартир потребление будет  $2400\text{ м}^3$ . Цена за газ в Екатеринбурге равна 4, 2 руб за  $1\text{ м}^3$  (ОАО Газпром), следовательно один

дом платит за газ 10080 руб. в месяц. Микрорайон из 20 домов заплатит 201600 руб. за месяц.

Необходимость поверки, калибровки и ремонта всех датчиков и оборудования заставляет оплачивать потребление газа по цене 4,85 руб. за 1 м<sup>3</sup>(ОАО Газпром), а так же считать расход по нормативам, так как в это время обычный газосчетчик не работает. Расход газа в данный период увеличивается на 25%, следовательно, потери за месяц такого простоя обойдутся:

$201600 \times 0,25 = 50400$  руб. составляет переплата за месяц оплаты за газ без счетчика, по нормативам установленным поставщиком.

$122570 / 50000 = 2,5$  месяца необходимы для окупаемости.

Отсюда можно сделать вывод о целесообразности установки счетчика с контролем достоверности, который окупиться за 3 поверочных месяца.

## 4 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Необходимые правила безопасности при установки газосчетчиков описаны в ГОСТ Р 8.740-2011 ГСИ.

7.2.1 При монтаже и эксплуатации СИ, вспомогательных и дополнительных устройств должны соблюдаться требования, нормы и правила.

7.2.2 Перед монтажом СИ, вспомогательных и дополнительных устройств необходимо обратить внимание на их соответствие эксплуатационной документации, наличие и целостность маркировок взрывозащиты, крепежных элементов, оболочек (корпусов).

7.2.3 При подготовке и проведении работ на измерительном оборудовании соблюдают установленные правила и действующие технические инструкции, распространяющиеся на данный вид оборудования.

Инструкции по эксплуатации оборудования и СИ должны быть доступны обслуживающему персоналу.

7.2.4 Уровень и вид взрывозащиты СИ, вспомогательных и дополнительных устройств должны соответствовать классу взрывоопасных зон, категории и группе взрывоопасных смесей.

7.2.5 Установку и демонтаж оборудования на ИТ, ремонтные или технические работы проводят только на разгруженных подавлении ИТ. Если средой являются горючие газы или газы с токсичным действием, то необходима предварительная продувка ИТ воздухом или инертным газом. При повышенном содержании серы в газе продувка газопроводов сжатым воздухом запрещается.

7.2.6 Монтаж СИ необходимо производить в строгом соответствии с их схемой внешних соединений. Запрещается вносить какие-либо изменения в электрическую схему соединений, а также использовать любые



запасные части, не предусмотренные эксплуатационной документацией без согласования с изготовителем СИ.

7.2.7 При монтаже оборудования массой более 50 кг необходимо использовать подъемные механизмы.

7.2.8 В процессе эксплуатации квалифицированный персонал не реже одного раза в месяц проводит внешний осмотр СИ, вспомогательных и дополнительных устройств в целях определения их технического состояния.

Преобразователь расчетно-измерительный ТЭКОН – 19 не содержит драгоценных металлов и материалов, представляющих опасность для жизни.

Утилизация ТЭКОН-19 производится отдельно по группам материалов: пластмассовые элементы, металлические крепежные элементы.

Датчики давления и преобразователь расчетно-измерительный ТЭКОН – 19 отвечают всем санитарно-эпидемиологическим нормам.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключении хочется отметить реализацию всех поставленных задач, а именно:

Сформулировано технические задания на разработку счётчика природного газа.

Выбраны приборы и оборудование – это вычислитель ТЭЖОН – 19 и датчики давления Метран 55 и Метран 150.

Разработаны 3 критерия достоверности измерения давления: оценочный критерий, результативный и доверительный.

Разработан алгоритм обработки измерительных сигналов датчиков давления.

Так же в проекте была выбрана и проанализирована научная литература, а так же различные ГОСТы и правила.

Экономической целесообразностью была подтверждена актуальность разработки данного счетчика газа.

Данная разработка такого счетчика достоверности не имеет аналогов и выводит учет природного газа на более новый и совершенный уровень. Стоит отметить, что данный алгоритм может использоваться и для подсчета других физических величин таких как, расход, объем и температура, а сам счетчик может работать не только с природным газом, но и с иными средами как вода, кислород, пар. В связи с этим данный проект может быть реализован в живую и использован на крупных узлах учета природных ископаемых и энергии.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. «Газ природный. Методы расчета физических свойств» Методика осуществления коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя/ ГОСТ 30319.3-96, 33с.
2. «Газы. Условия для определения объема»/ ГОСТ 2939-63, 2с.
3. Государственная система обеспечения единства измерений – расход и количество газа Методика измерений с помощью турбинных, ротационных и вихревых расходомеров и счетчиков/ ГОСТ 8.740 – 2011, 88с.
4. Датчики давления, разрежения и разности давлений с электрическими аналоговыми выходными сигналами ГСП. Общие технические условия. /ГОСТ 22520-85 (СТ СЭВ 4124-83).
5. Закон РФ № 261-ФЗ от 23.11.2009 г. «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (в редакции от 13.07.2015 г.).
6. Каталог датчиков давления МЕТРАН – Челябинск: Промышленная группа «Метран», 258с, 2015.
7. Каталог расходомером и счетчиков МЕТРАН – Челябинск: Промышленная группа «Метран», 145с, 2012.
8. Мануйлов А.В., Родионов В.И. Основы химии для детей и взрослых: Учебное пособие. – М.: Центрполиграф, 2015, 416с.
9. Нефедов В.И., Хахин В.И., Битюков В.К. Метрология и радиоизмерения: Учебник для вузов. — М.: Высшая школа, 2014, 584с.
10. Постановление об утверждении розничных цен на природный газ, реализуемый населению Свердловской области от 24.05.2015, 6с.
11. Приказ от 30 декабря 2013 года N 961 «Об утверждении Правил учета газа», 7с.

12. Пронкин Н.С. Основы метрологии: Практикум по метрологии и измерениям. — М.: Логос, 2012, 392с.
13. РМГ 29-99 ГСИ. Метрология. Основные термины и определения (с Изменениями N 1, 2), 2011, 51с.
14. Руководство по эксплуатации датчиков давления МЕТРАН 150 – Челябинск: Промышленная группа «Метран», 63с, 2013.
15. Руководство по эксплуатации датчиков давления МЕТРАН 55 – Челябинск: Промышленная группа «Метран», 47с, 2011.
16. Руководство по эксплуатации расчетно-измерительного преобразователя ТЭКОН – 19 – Екатеринбург: ИВП КРЕЙТ, 2013, 99с.
17. Семенов В.А. Федорова С.В. информационные технологии в энергетическом комплексе №, 2014
18. Анисимов. Д.Л. Архив статей сайта «Теплопункт». [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.teplopunkt.ru/special/index.html>.
19. Бизнес центр «Электро» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://gazouchet.ru/polezno/vidy-schetchikov-gaza/>.
20. Научно-производственное предприятие «ЭЛЕКОМ». [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.elecom-ural.ru/equipment/pribory-ucheta/gvs/teploschetchiki/>.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### *Сокращения*

- ИВК – измерительно-вычислительный комплекс;  
ИП – измерительный преобразователь;  
ИТ – измерительный трубопровод;  
МИ – методика измерений;  
МС – местное сопротивление;  
МХ – метрологические характеристики;  
ПД – преобразователь давления или манометр;  
ПЗ – пробоотборный зонд;  
ПТ – преобразователь температуры или термометр;  
РСГ — расходомер или счетчик (расходомер-счетчик) газа;  
СИ – средство(а) измерений;  
УОГ – устройство для очистки газа;  
УПП – устройство подготовки потока.

3.1.7 Основные средства измерений – средства измерений объема и расхода газа, а также средства измерений теплофизических характеристик и физико-химических параметров газа, используемых для корректировки показаний средств измерений объема и расхода газа и приведения объемного расхода и объема газа к стандартным условиям.

*Примечание* – к основным средствам измерений относятся, например, счетчик газа, средства измерений давления, температуры, плотности и компонентного состава газа.

3.1.8 Дополнительные средства измерений – средства измерений, предназначенные для контроля работоспособности средств измерений объема и расхода газа, дополнительных устройств и выполнения требований к условиям измерений.

*Примечание* – к дополнительным средствам измерений относятся, например, средства измерений перепада давления на фильтрах, счетчике, устройстве подготовки потока.

3.3.1 Корректор – средство измерительной техники, которое преобразовывает выходные сигналы счетчика газа, измерительных преобразователей температуры и/или давления и вычисляет объем газа, приведенный к стандартным условиям.

3.4.2 Параметры состояния газа – величины, характеризующие состояние газа.

*Примечание* – в настоящем стандарте в качестве параметров состояния газа приняты давление и температура газа.

3.4.6 Статическое давление газа – абсолютное давление движущегося газа, которое может быть измерено посредством подключения средства измерений к отверстию для отбора давления.

3.4.7 Перепад давления – разность между значениями статического давления газа, измеренного в двух точках потока.

3.4.8 Потеря давления газа – часть статического давления, идущая на преодоление сил гидравлического сопротивления.

3.4.9 Рабочие условия – давление и температура газа, при которых выполняют измерение его расхода и/или объема.

3.4.10 Стандартные условия – абсолютное давление газа 0,101325 МПа, температура газа 20 °С (293,15 К).

3.4.13 Фактор сжимаемости – отношение фактического (реального) объема произвольной массы газа при конкретном давлении и температуре к объему того же самого газа, находящегося при таких же условиях, рассчитанного так, как если бы он подчинялся закону поведения идеального газа.

6 Теплофизические характеристики и физико-химические параметры газа, необходимые для расчета его расхода и объема, могут быть определены

путем прямых измерений или косвенным расчетным методом с использованием стандартных справочных данных категорий СТД или СД (см.ГОСТ8.566).

*Примечание* – методическая погрешность или неопределенность расчета теплофизических характеристик газа зависит от выбранного метода расчета, состояния и физико-химических параметров газа, для которых выполняют расчет. В связи с этим рекомендуется применять тот метод, который для условий измерений имеет наименьшую погрешность.

8.2.1 Среда может быть однокомпонентным или многокомпонентным газом. Среда должна быть однородной по физическим свойствам и находиться в однофазном состоянии.

*Примечание* – среда считается однородной, если ее свойства (состав, плотность, давление и др.) изменяются в пространстве непрерывно.

8.2.5 Скорость потока, температура и давление среды должны находиться в пределах, допускаемых для применяемых РСГ, и в пределах, обеспечивающих требования к точности выполнения измерений.

9.1.2 Состав основных СИ приведен в таблице А1.

Таблица А1 — Состав основных системных единиц

Наименование СИ	Необходимость применения СИ для метода				
	Т — пересчета	РТ — пересчета	РТZ — пересчета для газа		Р - пересчета
			Однокомпонентного	многокомпонентного	
СИ давления	-	+	+	+	4
СИ давления РСГ	+	+	+	+	+
Хроматогаф	-	-	-	1 и 2	5
СИ плотности при рабочих условиях	-	-	-	-	+
СИ плотности при стандартных условиях	-	-	-	1 и 3	6

*Примечание* : «-» - СИ не требуется, «+» - наличие СИ обязательно.; - наличие СИ на узле измерений необязательно, если допускается использовать результаты анализов химико-аналитических лабораторий, полученных в результате отбора проб на узле измерений, либо результаты анализов химико-аналитических лабораторий или автоматизированных измерений в местах, установленных с применением кустового

*метода размещения аналитического оборудования; 2 – СИ не требуется, если средой является природный газ, фактор сжимаемости которого рассчитывают по плотности газа при стандартных условиях, определенной пикнометрическим методом или путем прямых измерений, и значений; 3 – СИ не требуется при наличии хроматографа; 4 – СИ требуется только при необходимости компенсации влияния давления и температуры на показания РСГ и/или плотномера; 5 – СИ требуется, если плотность при стандартных условиях рассчитывают по компонентному составу; 6 – СИ требуется при отсутствии хроматографа (для многокомпонентных газов).*

9.2.2.5 При применении турбинных и вихревых РСГ рекомендуется соблюдать следующие меры по снижению влияния на их показания пульсаций расхода и давления газа:

- обеспечивают устойчивую работу регуляторов давления при их наличии на узле измерений;
- регуляторы давления без шумоглушителя, работающие на критическом режиме, размещают после РСГ;
- не устанавливают на ИТ последовательно турбинный или вихревой РСГ с ротационными или поршневыми устройствами;
- при уровне пульсаций расхода, превышающем пределы, установленные изготовителем РСГ, используют демпфер пульсаций.

Если значение рабочего (избыточного) давления в трубопроводе превышает 0,05 МПа, для защиты ротационных РСГ от динамических нагрузок, связанных с резкими изменениями расхода газа и рабочего давления, рекомендуется установка предохранительной шайбы. Предохранительную шайбу устанавливают непосредственно на выходе РСГ между ответным фланцем трубопровода и выходным фланцем РСГ и двумя уплотнительными прокладками. Геометрические размеры предохранительных шайб устанавливает изготовитель РСГ в зависимости от его условного прохода

9.2.2.6 Турбинные и вихревые РСГ располагают после прямолинейного цилиндрического участка ИТ, имеющего круглое внутреннее сечение, длина которого должна быть не менее установленной изготовителем.



При наличии после турбинного или вихревого РСГ типа МС, который не допускается устанавливать непосредственно после РСГ, обеспечивают прямолинейный цилиндрический участок ИТ между РСГ и этим МС, длина которого должна быть не менее установленной изготовителем.

Прямолинейные цилиндрические участки ИТ до и после ротационного РСГ не требуются, если измерение давления и/или температуры осуществляется в его корпусе.

Примечание – ротационные РСГ рекомендуется располагать после прямолинейного цилиндрического участка ИТ длиной не менее  $2DN$ , если давление газа более 0,7 МПа.

После ротационного РСГ рекомендуется устанавливать прямолинейный цилиндрический участок ИТ длиной не менее  $2DN$ , если давление газа более 0,7 МПа.

9.2.3.1 Абсолютное давление газа либо измеряют непосредственно с помощью СИ абсолютного давления, либо определяют путем суммирования измеренных значений избыточного и атмосферного давления.

#### *Примечания*

1. Обычно вместо измеренного атмосферного давления к измеренному избыточному давлению прибавляют принятое условно-постоянным значение атмосферного давления.

Необходимо учитывать, что при малых значениях избыточного давления возрастает вклад неопределенности измерения атмосферного давления в суммарную стандартную неопределенность определения абсолютного давления, что приводит к необходимости частой корректировки принятого условно-постоянного значения атмосферного давления.

2. Применять СИ абсолютного давления или определять абсолютное давление по результатам измерений в реальном масштабе времени избыточного и атмосферного давления рекомендуется в случае нарушения следующего условия:

$$\frac{P_{amax} - P_{amin}}{P_{min}} \leq 0,006U'_p, \quad (32)$$

где  $P_{amax}$  – наименьшее атмосферное давление в условиях эксплуатации узла измерений;

$P_{amin}$  – наименьшее атмосферное давление в условиях эксплуатации узла измерений;

$P_{min}$  – минимальное абсолютное давление газа в условиях эксплуатации узла измерений;

$U'_p$  – относительная расширенная неопределенность измерения абсолютного давления, указанная в таблице 7 для соответствующего уровня точности измерений.

Абсолютное, избыточное и атмосферное давления газа измеряют с помощью ПД любого принципа действия.

Рекомендуется выбирать ПД, у которых стабильность показаний не хуже 0,1% за год.

ПД эксплуатируют в диапазоне рабочих давлений, при которых соблюдается требование таблицы 7 к значениям допускаемой относительной расширенной неопределенности измерений давления для соответствующего уровня точности измерений.

При эксплуатации ПД необходимо учитывать, что данные СИ чувствительны к температуре окружающей среды.

В целях минимизации влияния температуры окружающей среды на результаты измерения давления ПД рекомендуется устанавливать в помещении или в утепленном обогреваемом шкафу с температурой  $(20 \pm 10)^\circ\text{C}$ .

9.2.3.2 В качестве запорной арматуры на соединительных трубках применяют игольчатые клапаны (вентили) или шаровые краны.

При монтаже ПД рекомендуется применение двухвентильных блоков, которые обеспечивают подключение ПД к соединительным трубкам,

блокировку и сброс давления в соединительных трубках, подключение эталонных СИ для контроля МХ ПД.

9.2.3.3 Место отверстия для отбора давления при применении турбинного РСГ должно быть расположено в непосредственной близости от крыльчатки в корпусе РСГ. Если конструкция турбинного РСГ не предусматривает отверстия для отбора давления и в эксплуатационной документации отсутствует информация о месте его расположения, то допускается проводить отбор давления на прямолинейном участке ИТ перед РСГ на расстоянии не более  $3DN$  и не менее  $1DN$  от входного фланца РСГ.

Отбор давления газа проводят в корпусе ротационного РСГ, если это предусмотрено его конструкцией. Допускается место отбора давления располагать на прямолинейном участке ИТ, непосредственно примыкающем к РСГ, до или после него на расстоянии от  $1DN$  до  $3DN$  от его корпуса.

Отбор давления газа проводят в корпусе вихревого РСГ, если это предусмотрено его конструкцией. Допускается место отбора давления располагать на прямолинейном участке ИТ на расстоянии не более  $5DN$  выше или ниже по потоку от обтекаемого тела, если иное не оговорено в эксплуатационной документации на РСГ конкретного типа.

Если место отбора расположено на прямолинейном участке ИТ, то независимо от типа РСГ необходимо соблюдение следующих требований:

- между точкой отбора и РСГ должны отсутствовать МС;
- расстояние от точки отбора давления до ближайшего МС должно быть не менее  $1,5DN$ ;
- место расположения отверстия для отбора давления относительно РСГ и расстояние до него при поверке (калибровке) РСГ и в условиях его эксплуатации должны быть идентичными.

В горизонтальных и наклонных трубопроводах отверстия для отбора давления размещают в верхней части ИТ или РСГ с отклонением от

вертикальной плоскости, проходящей через ось трубы, не более  $45^\circ$  – для влажных газов и не более  $90^\circ$  – для сухих газов.

Отверстие для отбора давления в вертикальных трубопроводах должно быть расположено радиально.

9.2.3.4 Давление отбирают через цилиндрическое отверстие или паз. Кромки отверстий и пазов не должны иметь заусенцев. Для ликвидации заусенцев или задиров допускается скругление внутренней кромки отверстия радиусом не более  $1/10$  его диаметра.

В месте выхода кромки отверстия должны быть выполненными заподлицо с внутренней поверхностью ИТ или РСГ.

Неровности на внутренней поверхности отверстия и паза или на стенке трубопровода вблизи них не допускаются. Соответствие настоящему требованию проверяют визуально.

При определении диаметра отверстия учитывают возможность его засорения и необходимость обеспечения удовлетворительных динамических характеристик. Рекомендуется выбирать диаметр отверстия для отбора давления не менее 3 мм и не более 12 мм. При этом диаметр отверстия не должен быть более  $0,13DN$ . Отверстие должно быть цилиндрическим на длине не менее одного внутреннего диаметра отверстия при измерении от внутренней стенки трубопровода.

Ширина паза в направлении потока газа должна быть не менее 2 мм, а глубина паза — не менее его ширины. Площадь сечения паза должна быть в пределах от 10 до 80 мм<sup>2</sup>.

9.2.3.5 Соединительная трубка для передачи давления от ИТ к СИ давления должна иметь уклон к горизонтали не менее 1:12.

При применении соединительных трубок, составленных из отдельных секций, диаметр условного прохода этих секций должен быть одинаковым. Атмосферное давление измеряют в месте расположения СИ избыточного давления, если последнее размещено в замкнутом пространстве, при наличии

в нем разрежения или избыточного давления (наддува), создаваемого системами вентиляции и кондиционирования.

9.2.5.2 В общем случае значения давления и температуры газа, следовательно, и его плотность в чувствительном элементе плотномера отличаются от значений этих величин в РСГ.

Показание плотномера должны пересчитываться к рабочим условиям РСГ.

9.2.8.4 Средство обработки результатов измерений должно иметь дисплей, у которого табло для отображения числовой информации содержит не менее восьми знакомест, и обеспечивать возможность отображения на дисплее результатов измерений:

- абсолютного (избыточного) давления газа;
  - температуры газа;
  - расхода газа при рабочих условиях и/или приведенного к стандартным условиям;
- объема газа, приведенного к стандартным условиям.

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### 1. ЗАО «Газдевайс»

Россия, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, промбаза "Стройтрансгаз" Тел.: (495) 385-81-42 [www.gazdevice.ru](http://www.gazdevice.ru).

ЗАО «Газдевайс» было основано в 1997 году как дочернее предприятие ОАО «Стройтрансгаз» – ведущей нефтегазостроительной компании РФ. ЗАО «Газдевайс» – специализированный завод по производству счетчиков газа. Основное направление деятельности связано с производством газовых счетчиков для населения и жилищно-коммунального хозяйства в России и за рубежом. Мощность завода позволяет производить до 1 млн. газовых счетчиков в год.

ЗАО «Газдевайс» разработал и внедрил в 1999 г. фирменную систему качества в производстве газовых счетчиков, отвечающим международным требованиям и прошел сертификацию в Международном органе по сертификации системы качества TUV – CERT (Германия). В августе 2003г. компания успешно прошла ресертификационный аудит на соответствие системы менеджмента качества международному стандарту DIN EN ISO 9001:2000.

Компания производит бытовые мембранные и коммунально-бытовые ультразвуковые счетчики газа.

### 2. ФГУП ВПО «ТОЧМАШ»

Россия, 600007, г. Владимир, ул. Северная, 1а Тел. (4922) 23-62-11 [www.vpotochmash.ru](http://www.vpotochmash.ru).

Государственное предприятие ФГУП ВПО «Точмаш», основанное в 1936 году, сейчас является одним из ведущих в России многопрофильных производителей высокоточного приборостроения и машиностроения. Технологическое оборудование для атомной энергетики, автомобильное электрооборудование, приборы учета воды, газа и тепла, станки

с программным управлением обработки печатных плат, автоматы для обертки карамели, шоколадных конфет, настенные, настольные и напольные часы марки "Весна" – все это продукция, выпускаемая в настоящее время предприятием.

Компания производит бытовые мембранные счетчики газа.

### 3. *ООО ЭПО «Сигнал»*

Россия, 413119, Саратовская обл., г. Энгельс-19, территория ООО ЭПО "Сигнал" Тел.: (8453) 75-04-57 [www.eposignal.ru](http://www.eposignal.ru).

История завода ООО ЭПО «Сигнал» связана с возникновением отрасли отечественного авиаприборостроения. Основанный в 1951 году, завод выпускал авиационные приборы, выполняя заказы для оборонной и космической промышленности, приборы для народного хозяйства.

В 90 – е гг. коллектив завода начал выпускать газовое оборудование. В настоящее время ООО ЭПО «Сигнал» – поставщик более 80 наименований газовой продукции. Завод выпускает газовые счетчики и промышленные узлы учета газа, регуляторы давления газа, газорегуляторные пункты, системы управления, горелочные устройства и многое другое.

Компания производит бытовые мембранные и промышленные турбинные счетчики газа.

### 4. *ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника»*

Россия, 607220, Нижегородская обл., г. Арзамас, ул. 50 лет ВЛКСМ, 8 Тел.: (83147) 9-92-27 [www.gaselectro.ru](http://www.gaselectro.ru).

Российско-Германские предприятия ООО «Газэлектроника» и ООО «ЭльстерРусГазПрибор» были основаны в 1998 году для удовлетворения потребностей рынков РФ и стран СНГ в газоизмерительном оборудовании. Учредителями предприятий являются фирмы «ЭЛЬСТЕР», ООО «КРОМШРЕДЕР» (Германия), ОАО «Арзамасский приборостроительный завод» и ООО «Научно — производственная фирма Раско» – генеральный дилер ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника».

В ноябре 2004 года в результате реорганизации ООО «Газэлектроника» в форме присоединения к нему ООО «ЭльстерРусГазПрибор» переименовано в ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника».

В настоящее время ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника» производит бытовые, коммунальные, ротационные и турбинные счетчики газа, электронные корректоры объема газа, программное обеспечение для обработки и передачи информации, газовые фильтры, пункты учета и редуцирования газа, а так же средства автоматизации ГРС.

#### 5. *ОАО «Электроприбор»*

Россия, 394006, г. Воронеж, ул. 20 лет Октября, 59 Тел.: (4732) 57-85-55  
[www.pribor.su](http://www.pribor.su).

Свою историю завод начинает в 1956 году. С этого времени предприятие известно как производитель авиационного оборудования для всех видов летательных аппаратов гражданского и военного назначения. В условиях глубокой конверсии ОАО «Электроприбор» сумело освоить производство целой гаммы торговых и бытовых весов, в том числе электронных, газовых счетчиков, автомобильных зарядно-пусковых устройств, ультрафиолетовых внутриполостных облучателей и ряда товаров бытового назначения. Высокое качество товаров народного потребления позволило значительно увеличить объем их реализации.

Компания производит бытовые мембранные счетчики газа.

#### 6. *ООО ПКФ «БЕТАР»*

Россия, 422981, Республика Татарстан, г. Чистополь, ул. Энгельса, 127  
Тел.: (84342) 9-46-73 [www.betar.ru](http://www.betar.ru).

ООО «Производственно-коммерческая фирма БЕТАР» создана на базе ОАО «Чистопольский часовой завод Восток» в сентябре 1996 года. Ориентируясь на государственную политику в области жилищно-коммунальных услуг и назревшую необходимость учета энергоресурсов, фирма определила перспективное направление своей деятельности – производство приборов учета энергоресурсов, которые отвечают



требованиям и ожиданиям потребителей и соответствуют международным стандартам.

Компания производит бытовые струйные счетчики газа, объем производства в 2005 году составил около 50 000 шт.

7. *ОАО «Арзамасский приборостроительный завод»*

Россия, 607220, Нижегородская обл., г. Арзамас, ул. 50 лет ВЛКСМ, д. 8  
Тел.: (83147) 9-91-21 [www.oaoarz.com](http://www.oaoarz.com).

ОАО «Арзамасский приборостроительный завод» является одним из ведущих предприятий авиационного приборостроения. Предприятие было основано в 1957 году для выпуска различных датчиков расхода и давления жидкостей и газов, прецизионных авиационных датчиков, приборов, систем для гражданской и военно-транспортной авиации. В настоящее время предприятие располагает большим количеством производственных участков и современными технологиями, позволяющими изготавливать сложнейшие изделия и быстро осваивать новые разработки.

Компания производит турбинные промышленные счетчики газа.

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### *2. Использование по назначению*

#### *2.1 Общие указания*

2.1.1 При получении ящика с датчиком проверить сохранность тары. В случае ее повреждения следует составить акт.

2.1.2 В зимнее время ящики с датчиками распаковываются в отапливаемом помещении не менее, чем через 12 ч после внесения их в помещение.

2.1.3 Проверить комплектность в соответствии с паспортом на датчик.

2.1.4 В паспорте датчика указать дату ввода в эксплуатацию, номер акта и дату его утверждения руководством предприятия-потребителя. В паспорт датчика рекомендуется включать данные, касающиеся эксплуатации датчика: записи по обслуживанию с указанием имевших место неисправностей и их причин; данные периодического контроля основных технических характеристик при эксплуатации; данные о поверке датчика и т. п. Предприятие-изготовитель заинтересовано в получении технической информации о работе датчика и возникших неполадках с целью устранения их в дальнейшем. Все пожелания по усовершенствованию конструкции датчика следует направлять в адрес предприятия-изготовителя.

2.1.5 После воздействия максимальных или минимальных рабочих температур рекомендуется произвести корректировку «нуля».

2.1.6 Датчики можно применять для измерения давления жидкости, пара или газа, в том числе кислорода. При измерении давления жидкости должно быть обеспечено тщательное заполнение системы жидкостью.

2.1.7 Все операции по хранению, транспортированию, поверке и вводу в эксплуатацию датчика необходимо выполнять с соблюдением требований по защите от статического электричества, а именно:

- транспортирование и хранение датчиков на всех этапах производить с закрытой крышкой или в специальной таре;
- при поверке и подключении датчиков пользоваться антистатическими браслетами;
- рабочие места по поверке датчика должны иметь электропроводящее покрытие, соединенное с шиной заземления;
- все применяемые для поверки приборы и оборудование должны быть заземлены;
- при подключении датчика на месте эксплуатации в первую очередь подключить заземление, а затем питающие и измерительные линии.

## *2.2 Указания мер безопасности*

2.2.1 По способу защиты человека от поражения электрическим током датчики относятся к классу 01 по ГОСТ 12.2.007.0. Корпус датчика должен быть заземлен.

2.2.2 Эксплуатация датчиков МЕТРАН, должна производиться согласно требованиям главы ПУЭ и других нормативных документов, регламентирующих применение электрооборудования во взрывоопасных условиях.

2.2.3 Не допускается эксплуатация датчиков в системах, давление в которых может превышать соответствующие наибольшие предельные значения.

2.2.4 Присоединение и отсоединение датчика от магистралей, подводящих измеряемую среду, должно производиться после закрытия вентиля на линии перед датчиком. Отсоединение датчика должно производиться после сброса давления в датчике до атмосферного.

2.2.5 Эксплуатация датчиков разрешается только при наличии инструкции по технике безопасности, утвержденной руководителем предприятия – изготовителя и учитывающей специфику применения датчика в конкретном технологическом процессе.

2.2.6 Эксплуатация датчиков кислородного исполнения должно осуществляться с соблюдением «Правил техники безопасности и производственной санитарии при производстве кислорода».

2.2.7 Перед началом эксплуатации внутренняя полость датчика кислородного исполнения, контактирующая с кислородом, должна быть обезжирена.

2.2.8 К монтажу и эксплуатации датчика должны допускаться лица, изучившие настоящее руководство по эксплуатации и прошедшие соответствующий инструктаж.

### *2.3 Обеспечение взрывозащитности датчиков при монтаже*

2.3.1 Датчики могут устанавливаться во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок, согласно главе ПУЭ и другим нормативным документам, регламентирующим применение электрооборудования во взрывоопасных условиях.

2.3.2 При монтаже датчиков следует руководствоваться следующими документами:

- правила ПЭЭП;
- правила ПУЭ;
- ГОСТ 22782.3;
- ГОСТ Р51330.0;
- ГОСТ Р51330.1;
- ГОСТ Р51330.10;
- настоящее РЭ и другие нормативные документы, действующие

на предприятии.

Перед монтажом датчик должен быть осмотрен. При этом необходимо обратить внимание на маркировку взрывозащиты, предупредительные надписи, отсутствие повреждений как корпуса взрывонепроницаемой оболочки, так и измерительного блока, наличие заземляющего зажима на

корпусе электронного преобразователя, состояние подключаемого кабеля, наличие средств уплотнения для кабелей и крышек.

Во избежание срабатывания предохранителей в барьере искрозащиты при случайном закорачивании соединительных проводов, заделку кабеля и его подсоединение производить при отключенном питании.

По окончании монтажа должны быть проверены электрическое сопротивление изоляции между объединенными электрическими цепями и корпусом датчика (не менее 20 МОм) и электрическое сопротивление линии заземления не более 4 Ом.

2.3.3 При монтаже датчика МЕТРАН необходимо проверить состояние взрывозащитных поверхностей деталей, подвергаемых разборке (царапины, трещины, вмятины не допускаются). Детали с резьбовыми соединениями должны быть завинчены на всю длину резьбы и застопорены.

К месту монтажа датчика должен быть проведен кабель с наружным диаметром не более 10 мм.

При монтаже датчиков следует обратить внимание на то, что наружный диаметр кабеля должен быть на 1 – 2 мм меньше диаметра проходного отверстия в уплотняющем штуцере, а диаметральный зазор между расточкой в корпусе вводного устройства для уплотнения и наружным диаметром кольца уплотнительного не должен превышать 0,5 мм. Кабель уплотнить с помощью штуцера.

Уплотнение кабеля должно быть выполнено самым тщательным образом, т. к. от этого зависит взрывонепроницаемость вводного устройства. Должны применяться кольца уплотнительные, изготовленные на предприятии-изготовителе.

Монтаж датчиков должен производиться в соответствии со схемами внешних соединений, приведенных в приложениях Б и В.

2.3.4 Заделку кабеля в сальниковый ввод, подсоединение жил кабеля к клеммной колодке производить при снятой крышке в соответствии со

схемой внешних соединений. Экран кабеля(в случае использования экранированного кабеля) присоединить на корпус с помощью винта.

После монтажа кабеля и подсоединения его к клеммной колодке установить крышку и застопорить ее с помощью скобы.

Датчик должен быть заземлен. При этом необходимо руководствоваться ПУЭ. Место присоединения наружного заземляющего проводника должно быть тщательно защищено и предохранено после присоединения заземляющего проводника от коррозии путем нанесения слоя консистентной смазки.

Заделку кабеля следует проводить при отключенном питании.

При окончании монтажа датчика необходимо проверить сопротивление заземления. Величина электрического сопротивления линии заземления не должна превышать 4 Ом.

2.3.5 Линия связи может быть выполнена любым типом кабеля с медными проводами сечением не менее 0,35 мм согласно главе ПУЭ.

При наличии в момент установки датчиков взрывоопасной смеси не допускается подвергать датчик трению или ударам, способным вызвать искрообразование.

#### *2.4. Порядок установки*

2.4.1. При выборе места установки необходимо учитывать следующее:

- датчики общепромышленного и кислородного исполнения нельзя устанавливать во взрывоопасных помещениях;
- датчики можно устанавливать во взрывоопасных помещениях, соответствующих правилам;
- места установки датчиков должны обеспечивать удобные условия для обслуживания и демонтажа;
- температура и относительная влажность окружающего воздуха должны соответствовать нормативным значениям;

– параметры вибрации не должны превышать нормативные значения;

– напряженность магнитных полей, вызванных внешними источниками переменного тока частотой 50 Гц, не должна превышать 400 А/м, вызванных внешними источниками постоянного тока 400 А/м;

– при эксплуатации датчиков в диапазоне минусовых температур необходимо исключить:

1. накопление и замерзание конденсата в рабочей камере и внутри соединительных трубок (при измерении параметров газообразных сред);

2. замерзание, кристаллизацию среды или выкристаллизовывание из нее отдельных компонентов (при измерении жидких сред).

2.4.2 Точность измерения давления зависит от правильной установки датчика и соединительных трубок от места отбора давления до датчика. Соединительные трубки должны быть проложены по кратчайшему расстоянию. Рекомендуемая длина линии не более 15 м. Отбор давления рекомендуется производить в местах, где скорость движения среды наименьшая, поток без завихрений, т. е. на прямолинейных участках трубопровода при максимальном расстоянии от запорных устройств, колен, компенсаторов и других гидравлических соединений. При пульсирующем давлении среды, гидроударах, газоударах соединительные трубки должны быть с отводами в виде петлеобразных успокоителей.

Температура измеряемой среды существенного значения не имеет, поскольку в датчиках в рабочих условиях нет протока среды, и она приобретает температуру самого датчика и окружающего его воздуха. Однако не следует допускать перегрева самого датчика от устройств, в которых протекает среда с температурой выше предельной температуры окружающего воздуха. В этих случаях датчик устанавливают на соединительной линии, длина которой не менее 0,5м, но не более 1,5м.

Указанная длина является ориентировочной, зависит от температуры среды, диаметра и материала соединительной линии и может быть уменьшена.

Соединительные линии должны иметь односторонний уклон (не менее 1:10) от места отбора давления вверх к датчику, если измеряемая среда газ и вниз к датчику, если измеряемая среда жидкость. Если это невозможно, при измерении давления газа в нижних точках соединительной линии следует устанавливать отстойные сосуды, а при измерении давления или разности давлений жидкости в наивысших точках газосборники.

Отстойные сосуды рекомендуется устанавливать перед датчиком и в других случаях, особенно при длинных соединительных линиях и при расположении датчика ниже места отбора давления.

Для продувки соединительных линий должны предусматриваться самостоятельные устройства.

В соединительных линиях от места отбора давления к датчику давления рекомендуется установить два вентиля или трехходовой кран для отключения датчика от линии и соединения его с атмосферой. Это упростит периодический контроль установки выходного сигнала, соответствующего нижнему значению измеряемого давления, и демонтаж датчика.

Датчики могут поставляться с клапанным блоком.

Перед присоединением к датчику линии должны быть тщательно продуты для уменьшения возможности загрязнения камеры преобразователя давления датчика.

Перед установкой датчика кислородного исполнения нужно убедиться в наличии штампа «Обезжирено» в паспорте датчика. Перед присоединением датчика соединительные линии продуть чистым сжатым воздухом или азотом. Воздух или азот не должны содержать масел. При монтаже недопустимо попадание жиров и масел в полости датчика. В случае их попадания необходимо произвести обезжиривание датчика и соединительных линий. Перед установкой монтажные части, соприкасающиеся с кислородом, обезжирить.



2.4.3 После окончания монтажа датчиков, проверьте места соединений на герметичность при максимальном рабочем давлении. Спад давления за 15 мин не должен превышать 5% от максимального рабочего давления.

2.4.4 Заземлите корпус датчика, для чего отвод сечением 2,5 мм от приборной шины заземления подсоедините к специальному зажиму.

2.4.5 Для датчиков с сальниковым вводом произведите заделку кабеля в сальниковый ввод, подсоедините жилы кабеля к клеммной колодке в соответствии со схемой внешних электрических соединений и подсоедините экран кабеля с помощью винта<sup>9</sup> внутри корпуса, если кабель экранированный.

При монтаже кабеля снимите крышку, отверните штуцер уплотнения кабельного ввода. После подсоединения жил кабеля к клеммной колодке и его заделки заверните штуцер уплотнения кабельного ввода и поставьте крышку на место.

2.4.6 Монтаж датчиков с сальниковым вводом. При монтаже для прокладки линии связи рекомендуется применять кабели контрольные с резиновой изоляцией, кабели для сигнализации и блокировки с полиэтиленовой изоляцией. Допускается применение других кабелей с сечением жилы 0,35 – 1,00 мм. Допускается совместная прокладка в одном кабеле проводов цепей питания датчика и выходного сигнала.

Рекомендуется применение экранированного кабеля с изолирующей оболочкой при нахождении вблизи мест прокладки линии связи электроустановок мощностью более 0,5 кВт.

В качестве сигнальных цепей и цепей питания датчика могут быть использованы изолированные жилы одного кабеля, при этом сопротивление изоляции должно быть не менее 50 МОм. Экранировка цепей выходного сигнала от цепей питания датчика не требуется.

2.4.7 Монтаж датчиков со штепсельным разъемом. При монтаже датчиков пайку к розетке 2PM14КПН4Г1В1 ГЕО.364.126 ТУ рекомендуется

производить проводом с сечением жилы 0,35 мм типа МГТФ ТУ 16-505.185 или МГШВ ТУ 16-505.437.

2.4.8 При выборе схемы внешних соединений следует учитывать следующее:

- при отсутствии гальванического разделения цепей питания датчиков, имеющих двухпроводную линию связи и выходной сигнал 4 – 20 мА, допускается заземление нагрузки каждого датчика, но только со стороны источника питания;

- при наличии гальванического разделения каналов питания у датчиков допускается:

- заземление любого одного конца нагрузки каждого датчика;
- соединение между собой нагрузок нескольких датчиков при условии наличия в объединении не более одной нагрузки каждого датчика.

При необходимости дополнительного уменьшения уровня пульсации выходного сигнала датчика, допускается параллельно сопротивлению нагрузки включать конденсатор с током утечки не более 5мкА для датчиков с выходным сигналом 4 – 20мА и не более 2мкА для датчиков с выходным сигналом 0 – 5мА.

Для датчиков при выборе конденсатора следует учесть, что суммарная емкость кабельной линии связи датчика и присоединительного электрооборудования не должна превышать 0,125 мкФ.

## 2.5 Подготовка к работе

2.5.1 Перед включением датчиков убедитесь в соответствии их установки и монтажа.

2.5.2 Подключите питание к датчику.

2.4.3 Через 0,5 мин после включения электрического питания проверьте и, при необходимости, установите значение выходного сигнала, соответствующее нулевому или начальному значению измеряемого параметра.

При необходимости подстройка «нуля» производится с помощью кнопочных переключателей.

Установка начального значения выходного сигнала датчиков МЕТРАН должна производиться после подачи и сброса избыточного давления, составляющего 50-100 % верхнего предела измерений избыточного давления.

Установка начального значения выходного сигнала у остальных датчиков должна производиться после подачи и сброса измеряемого параметра, составляющего 80 – 100% верхнего предела измерений.

Контроль значений выходного сигнала проводится согласно методическим указаниям по поверке МИ 4212-012.

### *3. Техническое обслуживание и ремонт*

#### *3.1 Порядок технического обслуживания изделия*

3.1.1 К обслуживанию датчиков должны допускаться лица, изучившие настоящее руководство и прошедшие соответствующий инструктаж.

При эксплуатации датчиков следует руководствоваться настоящим руководством, местными инструкциями и другими нормативно-техническими документами, действующими в данной отрасли промышленности.

3.1.2 Техническое обслуживание датчиков заключается в основном в периодической поверке и, при необходимости, в сливе конденсата или удалении воздуха из рабочей камеры датчика, проверке технического состояния датчика.

Техническое обслуживание датчиков кислородного исполнения заключается в основном в периодической поверке и, при необходимости, в сливе конденсата из рабочей камеры датчика, чистке и обезжиривание внутренних полостей, проверке технического состояния.

Метрологические характеристики датчика в течение межповерочного интервала соответствуют установленным нормам при соблюдении потребителем правил хранения, транспортирования и эксплуатации, указанных в настоящем руководстве по эксплуатации.

При поверке датчика в лаборатории после эксплуатации для точного измерения погрешности необходимо удалить жидкость из датчика путем продувки воздухом полости датчика.

3.1.3 В процессе эксплуатации датчики должны подвергаться систематическому внешнему осмотру. При внешнем осмотре необходимо проверить:

- целостность оболочки, отсутствие на ней коррозии и других повреждений;
- наличие всех крепежных деталей и их элементов, наличие и целостность пломбы;
- наличие маркировки взрывозащиты и предупредительных надписей;
- состояние заземления (заземляющие болты должны быть затянуты, на них не должно быть ржавчины. В случае необходимости они должны быть очищены);
- состояние уплотнения кабеля. Проверку производить при отключенном от сети кабеле. Кабель не должен выдергиваться и не должен проворачиваться в узле уплотнения.

Эксплуатация датчиков с повреждениями и другими неисправностями категорически запрещается.

3.1.4 При эксплуатации датчиков необходимо также руководствоваться действующими ПУЭ, ПЭЭП.

При ремонте датчиков необходимо учитывать требования ГОСТ Р 51330.18.

Периодичность профилактических осмотров датчиков устанавливается в зависимости от производственных условий, но не реже одного раза в год.

При профилактических осмотрах выполнить все работы в объеме внешнего осмотра, а также следующие мероприятия:

– после отключения датчика от источника электропитания вскрыть крышку вводного устройства. Произвести проверку взрывозащитных поверхностей. Если имеются повреждения поверхностей взрывозащиты, то датчик отправить на ремонт. Измерительные блоки подлежат ремонту, как правило, на предприятии-изготовителе;

– при снятой крышке вводного устройства необходимо убедиться в исправности электрических контактов, исключаящей нагрев и короткое замыкание, проверить сопротивление изоляции и заземления;

– проверить качество уплотнения вводимого кабеля;

– проверить состояние клеммной колодки. Она не должна иметь сколов и других повреждений.

3.1.5 Рекламации на датчик с поврежденной пломбой предприятия – изготовителя, и с дефектами, вызванными нарушениями правил эксплуатации, транспортирования и хранения, не принимаются.

#### *4. Правила хранения и транспортирования*

4.1 Датчики могут храниться как в транспортной таре с укладкой в штабеля до 5 ящиков по высоте, так и во внутренней упаковке и без упаковки на стеллажах.

Условия хранения датчиков в транспортной таре и во внутренней упаковке – по ГОСТ 15150.

Условия хранения датчиков без упаковки – по ГОСТ 15150.

До проведения входного контроля не рекомендуется вскрывать чехол из полиэтиленовой пленки, в который упакован датчик.

4.2 Датчики в упаковке транспортируются любым видом закрытого транспорта, в том числе и воздушным транспортом в отапливаемых герметизированных отсеках в соответствии с правилами перевозки грузов, действующими на каждом виде транспорта.

Способ укладки ящиков на транспортное средство должен исключать возможность их перемещения.

Во время погрузочно-разгрузочных работ и транспортирования ящики не должны подвергаться резким ударам и воздействию атмосферных осадков.

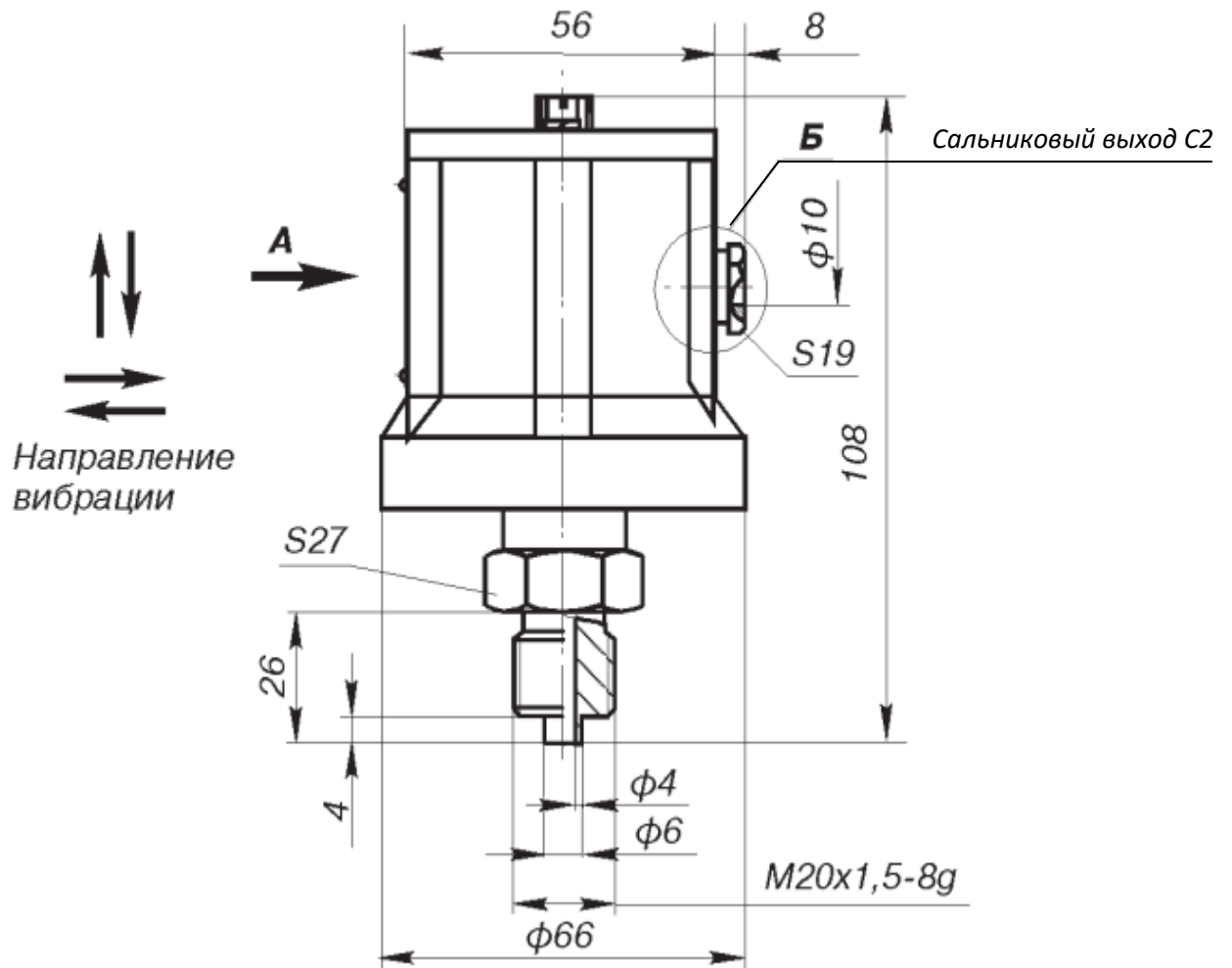
При транспортировании датчиков железнодорожным транспортом вид отправки мелкая или малотоннажная.

4.3 Срок пребывания датчиков в соответствующих условиях транспортирования – не более 3 месяцев.

4.4 Условия транспортирования в части воздействия климатических факторов соответствуют условиям хранения по ГОСТ 15150.

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

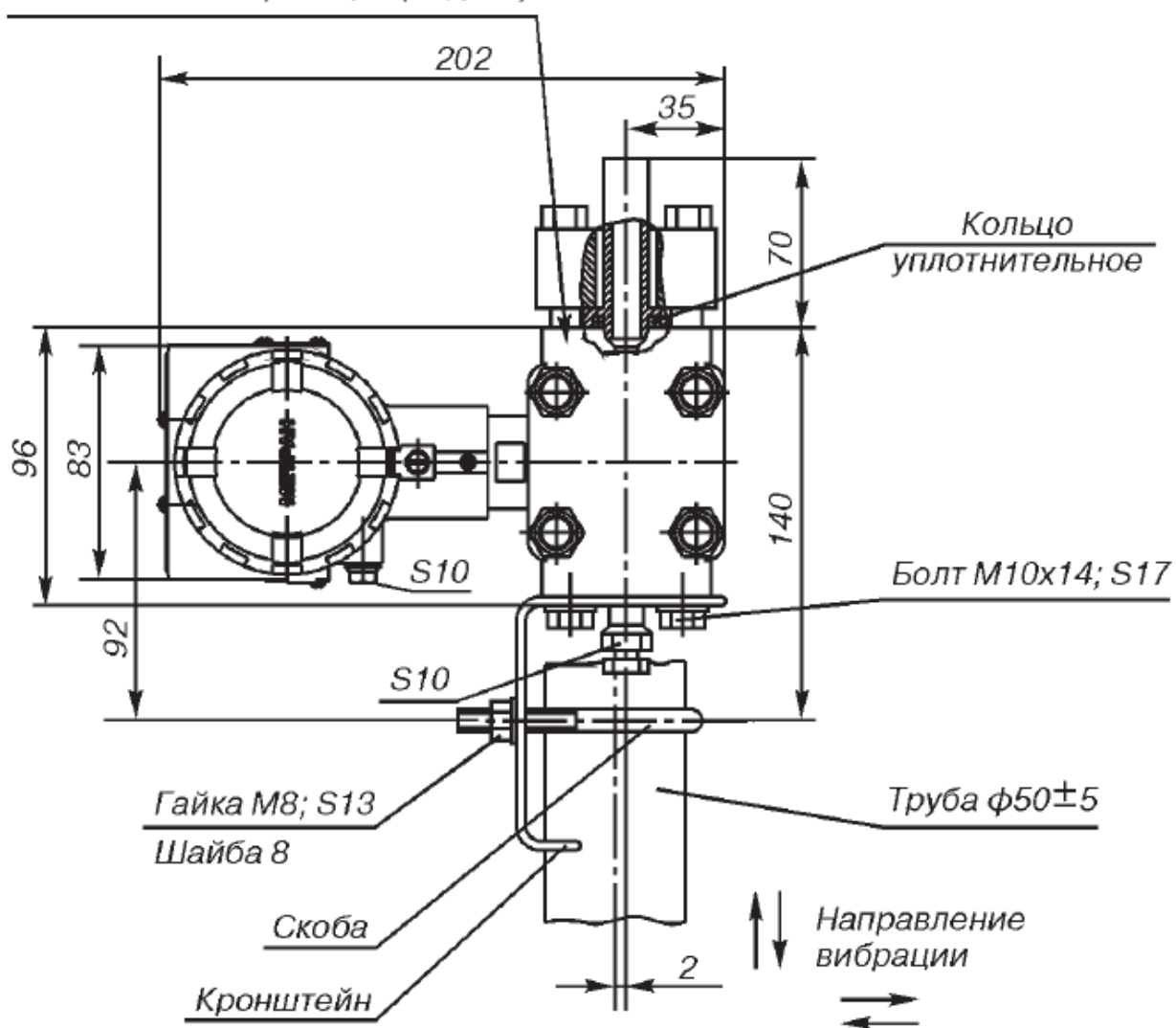
ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ ДАТЧИКА ДАВЛЕНИЯ МЕТРАН 55 ЕХ,  
МОД.515, 516, 517, 518, 528, 535



## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

### ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ ДАТЧИКА ДАВЛЕНИЯ 150CG С УСТАНОВЛЕННЫМ НИППЕЛЕМ И МОНТАЖНЫМ КРОНШТЕЙНОМ

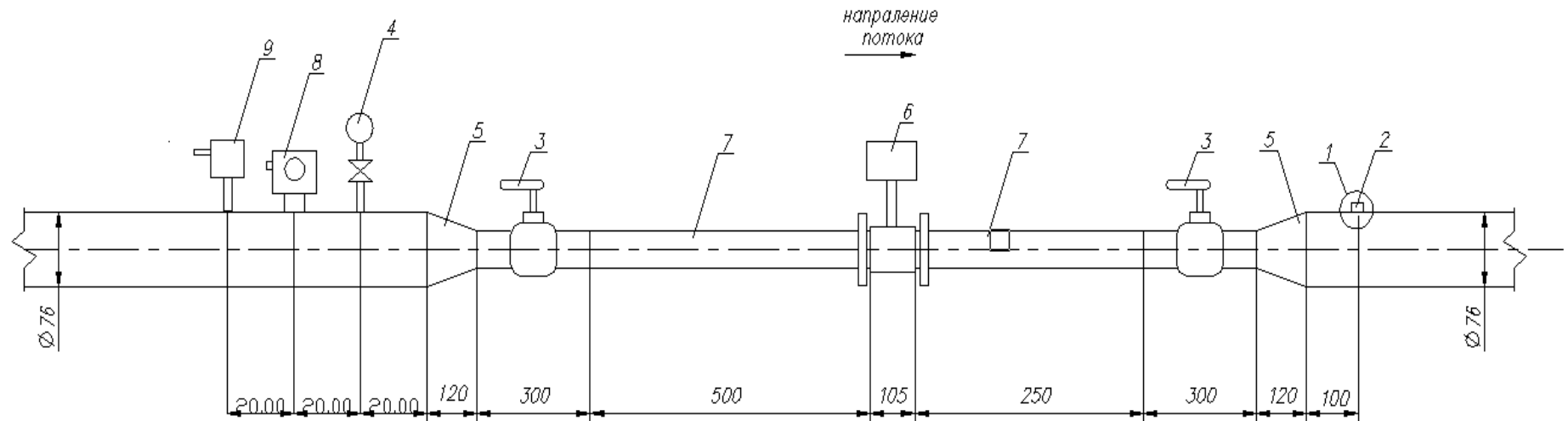
Резьба 1/4-18NPT на фланцах  
для технологического соединения  
без монтажных фланцев (код D9)





## ПРИЛОЖЕНИЕ Е

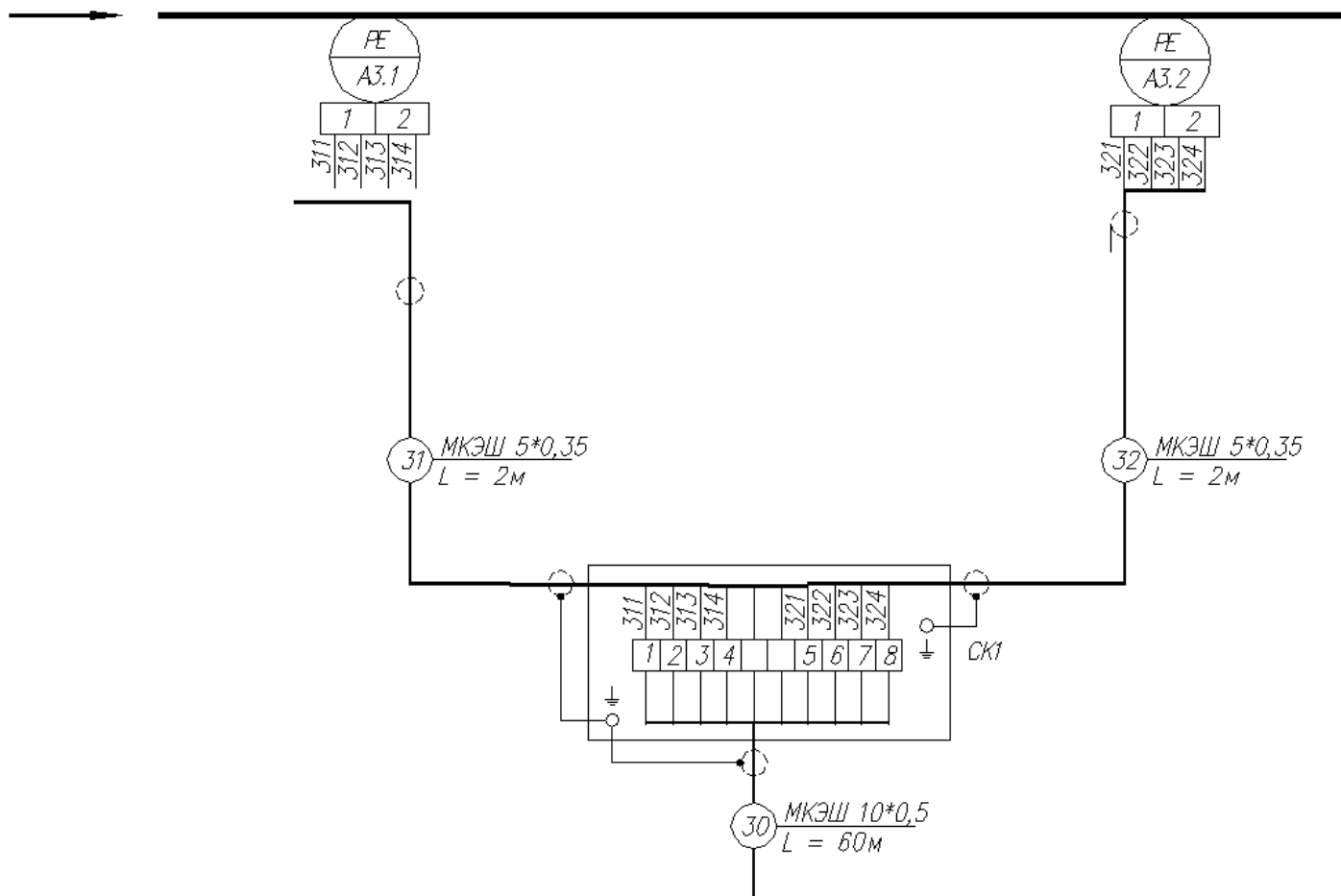
### МОНТАЖНАЯ СХЕМА ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА ГАЗА



Поз.	Наименование	Кол
1	Бобышка приборная под гильзу, L=40мм	1
2	Гильза термометра M20×1,5 L=80мм	1
3	Кран поворотный запорный Ду50	2
4	Манометр МЕТРАН-509-ГПМ	1
5	Переход конусный K76/50	2
6	Расходомер МЕТРАН-150RFA-50	1
7	Труба газопроводная Ду50	2
8	Датчик давления МЕТРАН-150	1
9	Датчик давления МЕТРАН-55	1

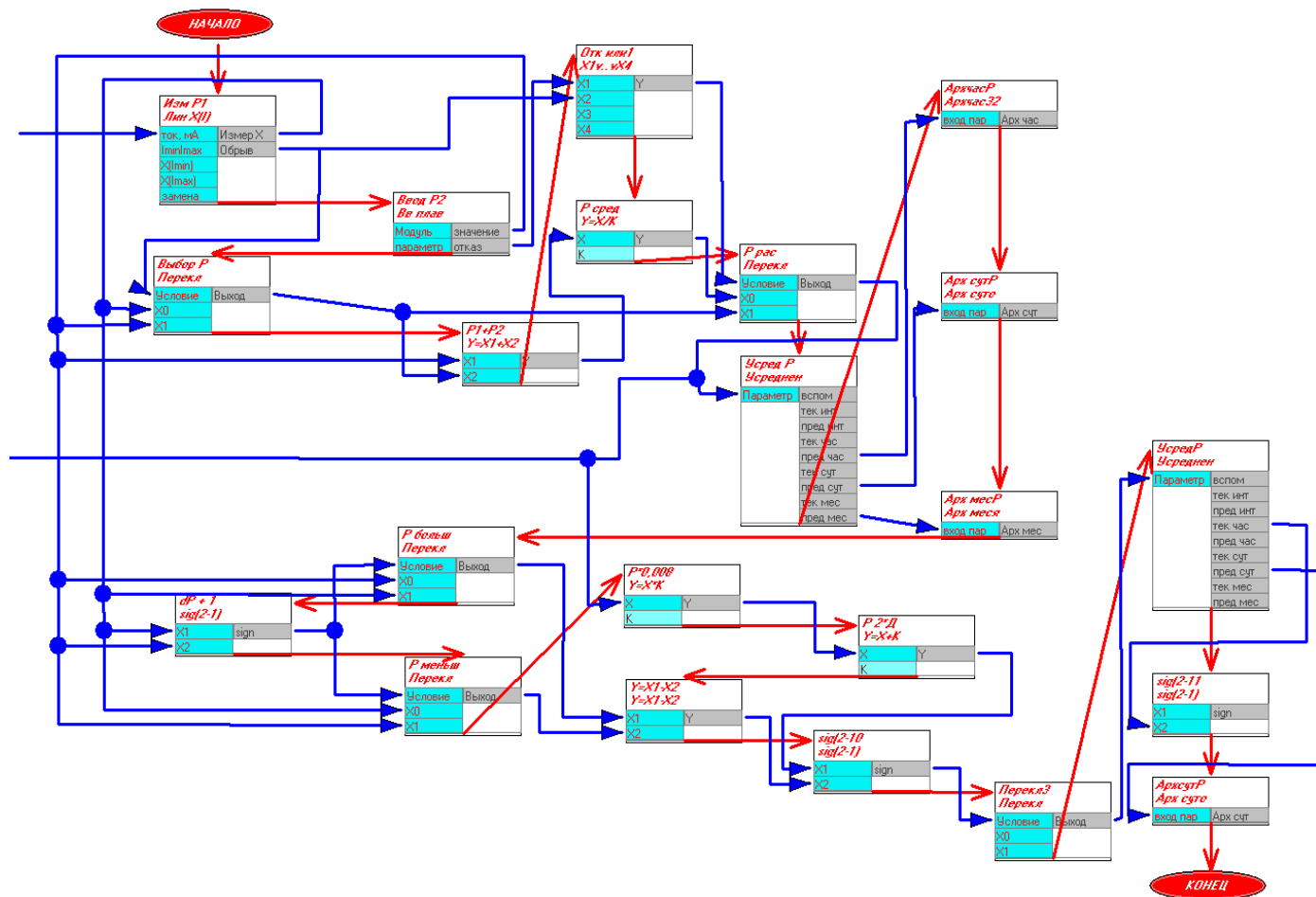
## ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

### СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ПРИНЦИПАЛЬНАЯ – УСТАНОВКИ ДАТЧИКОВ ДАВЛЕНИЯ



### ПРИЛОЖЕНИЕ 3

## АЛГОРИТМ ОБРАБОТКИ ВЫХОДНЫХ СИГНАЛОВ С ДАТЧИКОВ ДАВЛЕНИЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫМ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕМ ТЭЖОН -19 ПО УСТАНОВЛЕННЫМ КРИТЕРИЯМ



## ПРИЛОЖЕНИЕ И

Таблица И1 – Расчетная смета по затратам на оборудование и его установке

№ пп	Обоснование	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Стоимость единицы			Общая стоимость			Т/з осн. раб. на ед.	Т/з осн. раб. Всего	Т/з мех. на ед.	Т/з мех. Всего		
					Всего	В том числе		Всего	В том числе							
						Осн.З/п	Эк.Маш		З/пМех	Осн.З/п					Эк.Маш	З/пМех
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
<b>Раздел 1. Приборы и оборудование не предусмотренные расценками</b>																
1		Вычислитель ТЭКОН 19-11	шт	2	18588,00				3498,92							
2		Расходомер МЕТРАН 150RFA-50	шт	2	27815,00				4581,29							
3		Датчик температуры ТХА-201	шт	2	10640,00				1752,47							
4		Датчик давления МЕТРАН 155ТА	шт	2	22000,00				3623,53							
5		Адаптер АЕ-67	шт	2	3000,00				494,12							
6		Манометр Метран-509-ГПИМ	шт	2	2500,00				411,76							
7			шт	0					0,00							
<b>Раздел 2. Монтажные работы</b>																
1	ТЕР65-01-02	Разборка газопроводных труб диаметром до 65 мм	100 м трубопровода	0,05	828,05	698,15	10,71	2,04	41,40	34,91	0,54	0,10	59,62	2,981	0,17	0,009
2	ТЕР16-06-002-1	Установка газомерных узлов, поставляемых на место монтажа собранными в блоки, без обводной линии диаметром ввода: до 65 мм, диаметром водомера до 40 мм	1 узел	2	406,48	84,09	9,45	0,83	812,96	168,18	18,90	1,66	6,58	13,16	0,05	0,1
3	ТЕР16-02-007-1	Установка фланцевых соединений на стальных трубопроводах диаметром 50 мм	1 соединение	2	122,39	13,41	4,59	0,16	244,78	26,82	9,18	0,32	0,96	1,92	0,01	0,02
4	ТЕР13-03-002-4	Огрунтовка металлических поверхностей за один раз: грунтовка ГФ-021	100 м2 поверхности	0,04	385,49	79,65	9,82	0,31	15,42	3,19	0,39	0,01	5,31	0,2124	0,02	8Е-04
5	ТЕР16-07-005-1	Испытание газопроводных систем до 50 мм	100 м	0,05	106,32	82,11	13,93		5,32	4,11	0,70		5,01	0,2505		

Продолжение таблицы И1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
<b>Раздел 3. Материалы, не учтенные в расценках раздела 2</b>																
1	<b>СЦМ-300-0983</b>	Фланцы стальные плоские приварные из стали ВСтЗсп2, ВСтЗсп3; давлением 1.6 Мпа (16 кгс/см <sup>2</sup> ), диаметром 50 мм	шт	8	47,6				380,80							
2	СЦМ-300-1224	Крепления для газопроводов: кронштейны, планки, хомуты	кг	30	17,02				510,60							
<b>Раздел 3. Электромонтажные и наладочные работы</b>																
1	ТЕРм10-01-055-2	Прокладка кабеля и провода по стенам. Кабель масса 1м до 1кг, по стене кирпичной	100 м кабеля	0,2	1936,97	974,14	117,6	23,88	387,39	194,83	23,52	4,78	37,1	7,42	1,53	0,306
2	ТЕРм10-01-055-3	Прокладка кабеля и провода по стенам. Кабель масса 1м до 1кг, по стене бетонной	100 м кабеля	0,4	1000,83	534,15	133,74	27,16	400,33	213,66	53,50	10,86	42,5	17	1,74	0,696
3	1517-1453-2	Выключатели, тумблеры, переключатели сетевые, концевые, розетки сетевые, концевые, розетки и др. =П2Т, ТВ, ТП, ПЕ, ВПК-2000, ВУ-222, НКР-1, НКР-2, -2000, ВУ-222А,	шт	3	25,3				75,90							
4	ТСЦ5-500-9002-1	Блок зажимов Б324-4П16	шт	2	156,56				313,12							
5	ТСЦ5-500-9632-1	Упор (рейка для установки наборных зажимов К109-1 У2 1000х32х10	шт	2	4,12				8,24							
6	1517 д.7	Шкаф щита ЩШМ	шт	1	710,16				710,16							
7	ТЕРМ11-8-1-1	Присоединение к приборам электрических проводов под винт: с оконцеванием наконечником	100шт	0,4	224,54	160,23			89,82	64,09						

Продолжение таблицы И1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
8	ТЕРМ8-3-574-1	Разводка по устройствам и подключение жил кабелей или проводов внешней сети к блокам зажимов и к зажимам аппаратов и приборов, установленных на устройствах. Кабели или провода, сечение, мм <sup>2</sup> , до:10	100штг	0,4	1128,89	234,7	2,3	0,37	451,56	93,88	0,92	0,15				
9	2405-1389	Коробки соединительные=КСК-8 ТУ36-1753-75=	штг	1	48,4				48,40							
10	ТЕРМ10-4-66-4	Коробка КСК-8	штг	1	57,66	48,04			57,66	48,04						
11	ТСЦ5-530-9013-1	Трубы ПВХ-20 мм	м	10	13,42				134,20							
12	ТЕРМ8-2-409-1	Монтаж трубки	100м	0,1	2260,28	315,35	602,91	250,7	226,03	31,54	60,29	25,07				
13	ТСЦ5-507-9001-1	Провода на напряжение с медной жилой, марки ПВ-1 сеч. 1,5 мм <sup>2</sup>	1000м	0,01	1946,7				19,47							
14	ТСЦ5	Кабель МКЭШ 5х0,5	м	80	12,2				976,00							
15	ТЕРМ8-2-148-1	Кабели проложенные в трубе, блоках, коробах, масса 1 м, кг, до: 1	100м	0,8	321,43	74,33	2,3	0,37	257,14	59,46	1,84	0,30				
16	ТЕРП2-01-003-03	Автоматизированные системы управления III категории технической сложности с количеством каналов: 8 (Наладка и настройка)	СИСТ	1	1254,3				1254,30							
<b>Итого прямые затраты по смете</b>									21783,09	942,70	169,77	43,25		42,94		1,13
Стесненные условия ОЗП=20%,ЭМ=20%,ЗПМ=20%,ТЗ=20%,ТЗМ=20%									222,49	188,54	33,95	8,65		8,59		0,23
Указ к ТЕРр2001 п.1.13 ОЗП=15%,ЭМ=25%,ЗПМ=25%,ТЗ=15%,ТЗМ=25%									183,85	141,40	42,44	10,81		6,44		0,28
<b>ИТОГО</b>									22189,4	1272,64	246,17	62,71		57,97		1,64
Накладные расходы									1424,12							
74,00% ФОТ (от 4 506,02)									291,00							
128,00% ФОТ (от 8 691,22)									970,87							

Продолжение таблицы И1

	10	11	12	13	14	15	16	17
130,00% ФОТ (от 1 312,43)	156,24							
90,00% ФОТ (от 72,91)	6,01							
Сметная прибыль	826,63							
50,00% ФОТ (от 4 506,02)	196,62							
83,00%*0,85 ФОТ (от 8 691,22)	535,12							
89,00%*0,85 ФОТ (от 1 312,43)	90,92							
70,00%*0,85 ФОТ (от 72,91)	3,97							
<b>ИТОГО ПО СМЕТЕ</b>	<b>24440,18</b>							
(31 132,70 x 8,5)	207741,6							
Итого	207741,6							
ндс 18%	37393,48							
<b>ВСЕГО ПО СМЕТЕ</b>	<b>245135</b>							