

**Организация работы по проверке узлов учета газа промышленных  
и коммунально-бытовых объектов.**

Начальник управления по учету газопотребления и метрологии

В.Н. Коблов

16 июня 2021 г.

- 1. Основные сведения о средствах измерений, применяемых для коммерческого учета газа.
- 2. Нормативно-техническая документация.
- 3. Технические требования Поставщика. Порядок проведения проверки узлов учета газа на объектах Потребителей.
- 4. Вебинар на тему «Метрологическое обеспечение измерения объема газовых сред в современных условиях действий нормативных документов и постановления правительства РФ №1847» докладчик И.А. Яценко.

□ Существующие узлы учета газа по пропускной способности можно классифицировать на следующие группы:

- **бытовые** – с пропускной способностью до 10 куб. м/час;
- **коммунально-бытовые** – с пропускной способностью от 10 до 40 куб. м/час;
- **Промышленные** – с пропускной способностью свыше 40 куб. м/час.

□ Методы (принципы) измерения природного газа:

- **Диафрагменный РСГ** – перемещение подвижных перегородок измерительных камер под давлением измеряемого газа;
- **Ротационный РСГ** – вращение двух соосно расположенных роторов под воздействием поступающего газа;
- **Турбинный РСГ** – вращение турбинного колеса под воздействием потока измеряемого газа, скорость движения которого пропорциональна объемному расходу;

- **Вихревой РСГ** – зависимость частоты образования и срыва вихрей, возникающих при обтекании тел, размещенных в потоке, от расхода измеряемого газа;
- **Переменного перепада давления** – зависимость перепада давления, создаваемого устройством, установленным в трубопроводе, от расхода измеряемого газа;
- **Ультразвуковой РСГ** – зависимость времени распространения ультразвуковых колебаний через поток измеряемого газа в трубопроводе заданного диаметра;
- **Термоанемометрический РСГ** – измерение теплосъема сигнала с нагревательного элемента, который при известной теплопроводности среды пропорционален массовому расходу;
- **Кориолисовый РСГ** – измерение ускорения, сообщаемого потоку измеряемого газа колеблющимся трубопроводом, и связанного с массовым расходом;
- **Струйный РСГ** – измерение частоты переключения струйного генератора, пропорциональной скорости (расходу) газа.

- **ГОСТ Р 54961-2012** «Системы газораспределительные. Сети газопотребления. Эксплуатационная документация» - п. 6.1.4. «Проектная документация объекта газификации должна быть согласована с ГРО и газоснабжающей организацией».  
*(почему надо согласовывать проектную документацию)*
  
- **Правила учета газа**, утвержденные приказом Минэнерго России № 961 от 30 декабря 2013 г., – параметры газа должны измеряться на линии раздела - границе балансовой принадлежности газопроводов между владельцами по признаку собственности, согласно требованию п.3.7.  
*(место установки узла учета газа)*
  
- **МИ 3082-2007** «Выбор методов и средств измерений расхода и количества потребляемого природного газа в зависимости от условий эксплуатации на узлах учета» *(какой тип прибора выбрать)*

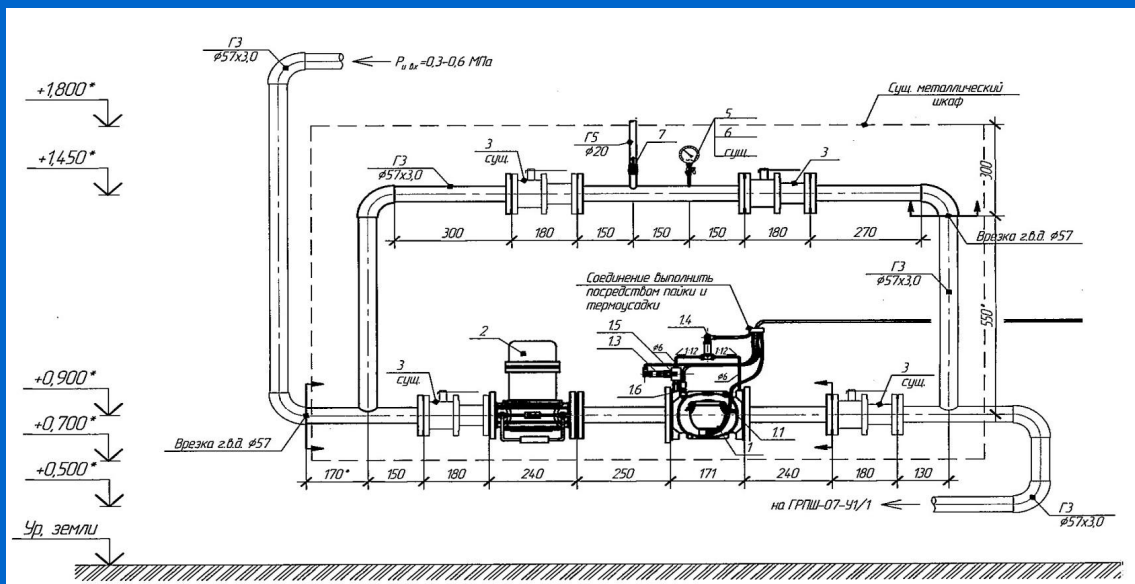
- **ГОСТ 8.586-1-5-2005** «Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств»
- **ГОСТ Р 8.740-2011** «Расход и количество газа. Методика измерений с помощью турбинных, ротационных и вихревых расходомеров и счётчиков»
- **ГОСТ Р 8.741-2019** «Объем природного газа. Общие требования к методикам измерений»
- **ГОСТ 8-611-2013** «Расход и количество газа. Методика измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода»
- **ГОСТ 8.915-2016** «СЧЕТЧИКИ ГАЗА ОБЪЕМНЫЕ ДИАФРАГМЕННЫЕ. Общие технические требования, методы испытаний и поверки»

- **ГОСТ Р 8.995-2020 «Методика (метод) измерений с применением мембранных и струйных счетчиков газа»** (действует с 01.02.2021) устанавливает методику (метод) измерений объемного расхода и/или объема с применением мембранных счетчиков и струйных расходомеров/счетчиков.
- **ЗАКОН «Об обеспечении единства измерений» 102-ФЗ – Статья 5 п.1:** «Измерения, относящиеся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, должны выполняться по аттестованным методикам (методам) измерений, за исключением методик (методов) измерений, предназначенных для выполнения прямых измерений, с применением средств измерений утвержденного типа, прошедших поверку».
- **Постановление правительства РФ от 16 ноября 2020 года №1847 (введено в действие с 01.01.2021 года взамен приказа Минэнерго России от 15.03.2016 N 179 в редакции от 24.04.2018)** «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» в части пределов допускаемой погрешности измерений.

- Наличие фильтра перед счётчиком определяется требованиями к выбранному типу прибора учета и фактической чистотой поставляемого газа. В большинстве случаев установка фильтра является обязательной. Приоритетным является применение фильтра рекомендуемого заводом-изготовителем счетчика, в случае применения фильтра иного производителя в проекте необходимо прописать требования к нему в части степени фильтрации и приложить подтверждающую техническую документацию (например паспорт).
- Необходимость обустройства узла учета байпасной линией должно быть обосновано. В большинстве случаев достаточным является использование технологической катушки, которая устанавливается на место счетчика на период ремонта или поверки счетчика.
- Если прекращение поставки газа является недопустимым по причине безопасности или соблюдения технологического процесса, байпасная линия выполняется с контролем герметичности её закрытия.



Контроль герметичности байпасной линии обеспечивается наличием двух последовательно установленных задвижек, контрольного манометра и сбросной линии между ними.



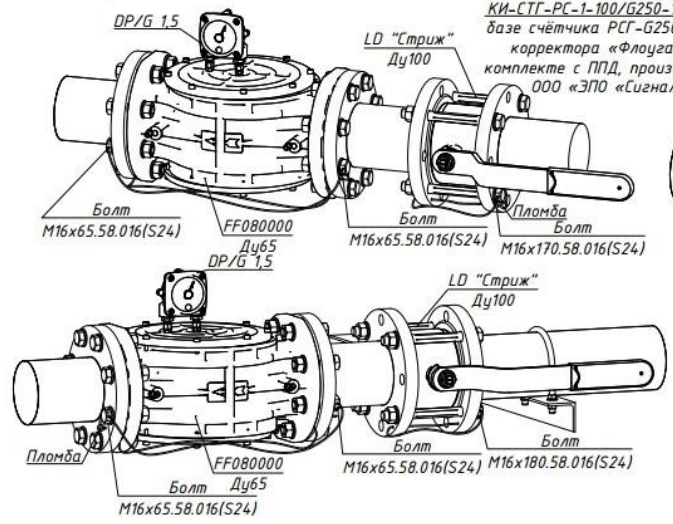
В части обеспечения возможности пломбировки:

В проекте в обязательном порядке необходимо предусматривать места для пломбировки:

- отверстия диаметром 2-3 мм. в двух болтах каждого фланцевого соединения в каждом фланцевом соединении до узла учета газа;
- отверстия диаметром 2-3 мм. в накидных гайках диафрагменных счетчиков газа;
- отверстия диаметром 1-2 мм. в ручках и гайках фиксирующих ручки шаровых кранов до узла учета газа и на узле учета газа.

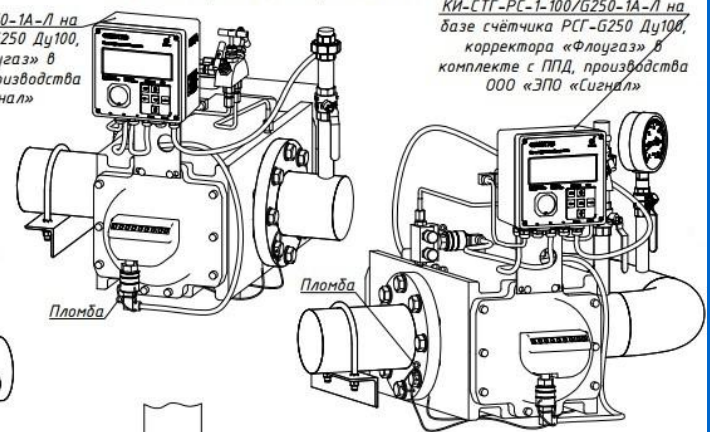
## Примеры пломбировки:

**Пломбировка при подключении счетчика**



КИ-СТГ-РС-1-100/G250-1А-Л на базе счётчика РСГ-6250 Ду100, корректора «Флоугаз» в комплекте с ППД, производства ООО «ЭПО «Сигнал»

**Пломбировка фланцев счетчика**



КИ-СТГ-РС-1-100/G250-1А-Л на базе счётчика РСГ-6250 Ду100, корректора «Флоугаз» в комплекте с ППД, производства ООО «ЭПО «Сигнал»



Типовая пломбировка термодатчика и датчика давления

**Отбор давления газа** рекомендуется выполнять через отверстие, размещенное в корпусе счетчика или на прямолинейном участке трубопровода до или после счетчика с учетом типа первичного преобразователя расхода.

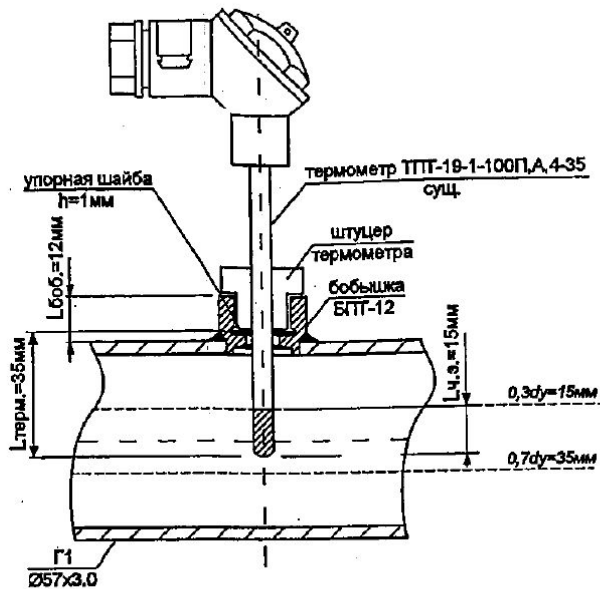
Если место отбора расположено на прямолинейном участке трубопровода, то независимо от типа счетчика необходимо соблюдение следующих требований: – между точкой отбора и корпусом счетчика должны отсутствовать местные сопротивления; – расстояние от точки отбора давления до ближайшего местного сопротивления должно быть не менее  $1,5DN$ .

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

При выборе **средства измерений температуры** (ПТ) следует руководствоваться следующими рекомендациями:

- ❖ ПТ должен иметь метрологические характеристики, обеспечивающие соблюдение требований к значениям допускаемой относительной расширенной неопределенности измерений температуры газа;
- ❖ диапазон измерений ПТ должен быть минимально достаточным; – конструктивное исполнение ПТ (защищенность от внешних воздействий, наружный диаметр и длина его монтажной части) должно соответствовать условиям его эксплуатации газа и места размещения;
- ❖ материал стенки гильзы ПТ должен обладать умеренно высокой теплопроводностью, а поверхность стенки, соприкасающаяся со средой, должна всегда быть чистой;

Рекомендуется применение ПТ, имеющих цифровые интерфейсы (при наличии технической возможности сопряжения с вычислителем/корректором).



Если датчик установлен на трубопроводе, монтаж должен соответствовать требованиям ГОСТ 8.586-2005, ГОСТ Р 8.740-2011 и ГОСТ 8.611-2013

Температуру газа измеряют в корпусе счетчика, если это предусмотрено его конструкцией, или на прямолинейном участке измерительного участка до или после счетчика в зависимости от его типа. Наличие местного сопротивления между счетчиком и местом установки ПТ не допускается.

ПТ может быть установлен непосредственно в измерительный трубопровод или в гильзу (карман).

Наружные диаметры корпуса ПТ и гильзы (при ее наличии) должны быть не более  $0,13D$ .

Глубина погружения ПТ должна быть равна длине его монтажной части, установленной изготовителем для конкретного типа ПТ.

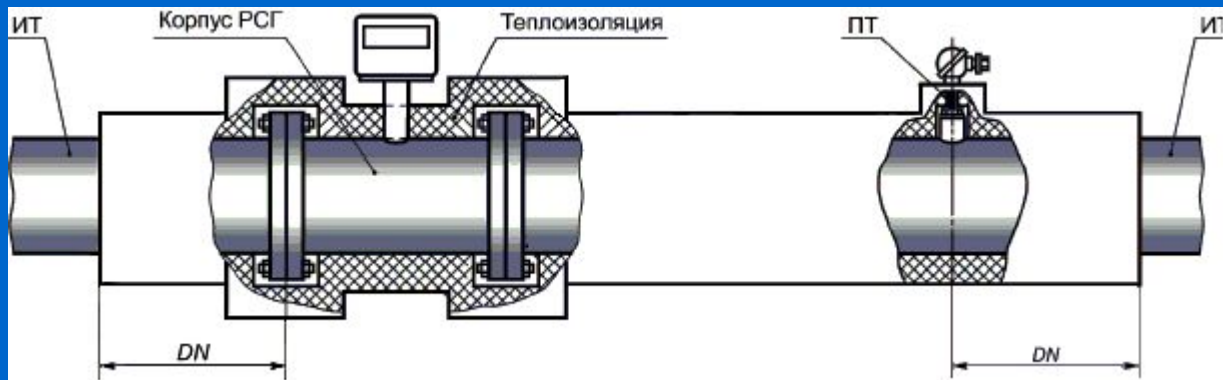
Чувствительный элемент ПТ должен быть размещен в измерительном трубопроводе на глубине от  $0,1D$  до  $0,7D$  (ГОСТ 8.611-2013);  $0,3D$  до  $0,7D$  (ГОСТ Р 8.740-2011; ГОСТ 8.586.(1-5)-2005).

Для глубин погружения больше чем  $D/3$  рекомендуется применение ПТ или гильз (при их наличии), корпус которых имеет коническую форму.

При установке ПТ в гильзу должен быть обеспечен надежный тепловой контакт.

Чувствительный элемент ПТ рекомендуется располагать радиально относительно трубопровода.

Если температура окружающей среды в процессе эксплуатации счетчика может отличаться от температуры измеряемого газа более чем на 40 °С, то теплоизолируют корпус счетчика и участки измерительного трубопровода, как показано на рисунке





Благодарю за внимание!