



ООО ЦМ «СТП»

«УТВЕРЖДАЮ»

Технический директор
по методологии измерений и учета
ООО ЦМ «СТП»



Н.А. Николаев

_____ 2025 г.

ИНСТРУКЦИЯ

ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

ОБЪЕМ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Методика измерений комплексами для измерения количества газа ТАУ-СГТКР
и счетчиками газа с корректором объема газа ТАУ-ТК

Казань
2025

ПРЕДИСЛОВИЕ

1 РАЗРАБОТАНА	Обществом с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП» (ООО ЦМ «СТП»)		
ИСПОЛНИТЕЛИ	Н.А. Хасанов		
2 УТВЕРЖДЕНА	ООО ЦМ «СТП»	« <u>29</u> » <u>12</u>	2025 г.
3 АТТЕСТОВАНА	ООО ЦМ «СТП»	« <u>29</u> » <u>12</u>	2025 г.
	Свидетельство об аттестации № <u>2912/1</u> – <u>169</u> –RA.RU.311459–2025		
4 СВЕДЕНИЯ О РЕГИСТРАЦИИ	Регистрационный номер методики измерений в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 		

Настоящая инструкция не может быть полностью или частично воспроизведена, тиражирована и (или) распространена без разрешения ООО ЦМ «СТП»

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
1 НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ	4
2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ	4
3 ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ	4
4 ТРЕБОВАНИЯ К ПОКАЗАТЕЛЯМ ТОЧНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ.....	5
5 ТРЕБОВАНИЯ К СРЕДСТВАМ ИЗМЕРЕНИЙ, ВСПОМОГАТЕЛЬНЫМ УСТРОЙСТВАМ	5
6 МЕТОД ИЗМЕРЕНИЙ	9
7 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ, ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	9
8 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ОБСЛУЖИВАЮЩЕГО, ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ПЕРСОНАЛА	9
9 ТРЕБОВАНИЯ К УСЛОВИЯМ ИЗМЕРЕНИЙ.....	9
10 ПОДГОТОВКА К ИЗМЕРЕНИЯМ И ПОРЯДОК ИХ ПРОВЕДЕНИЯ.....	11
11 ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ	12
12 КОНТРОЛЬ ТОЧНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ	13
13 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ	14
14 ПРОВЕРКА РЕАЛИЗАЦИИ МЕТОДИКИ ИЗМЕРЕНИЙ	14
ПРИЛОЖЕНИЕ А (ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ) ВЫБОР ТИПОРАЗМЕРА СЧЕТЧИКА ГАЗА	16
ПРИЛОЖЕНИЕ Б (ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ) СХЕМЫ МОНТАЖА ТС В СОСТАВЕ КОРРЕКТОРА ТАУ-ТК.....	17
ПРИЛОЖЕНИЕ В (СПРАВОЧНОЕ) ПРИМЕРЫ РАСЧЕТОВ ДОВЕРИТЕЛЬНЫХ ГРАНИЦ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ПОГРЕШНОСТИ ПРИ ДОВЕРИТЕЛЬНОЙ ВЕРОЯТНОСТИ 95 % ИЗМЕРЕНИЙ ОБЪЕМА ГАЗА, ПРИВЕДЕННОГО К СТАНДАРТНЫМ УСЛОВИЯМ	21
ПРИЛОЖЕНИЕ Г (СПРАВОЧНОЕ) ПРИМЕРЫ РАСЧЕТОВ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ПОГРЕШНОСТИ ПРИ ДОВЕРИТЕЛЬНОЙ ВЕРОЯТНОСТИ 95 % ИЗМЕРЕНИЙ ОБЪЕМА ГАЗА, ПРИВЕДЕННОГО К СТАНДАРТНЫМ УСЛОВИЯМ, ВЫПОЛНЕННЫЕ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА «РАСХОДОМЕР ИСО», МОДУЛЬ «ГОСТ Р 8.995–2023»....	23
ПРИЛОЖЕНИЕ Д (РЕКОМЕНДУЕМОЕ) ФОРМА АКТА ПРОВЕРКИ СОСТОЯНИЯ И ПРИМЕНЕНИЯ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ И СОБЛЮДЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ ИНСТРУКЦИИ.....	28
БИБЛИОГРАФИЯ.....	30

1 НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1 Настоящая инструкция устанавливает методику измерений объема природного газа по ГОСТ 5542 (далее – газ), приведенного к стандартным условиям в диапазоне от 0,015 до 149,000 м³ за час, комплексами для измерения количества газа ТАУ-СГТКР-Д и счетчиками газа объемными мембранными ВКР, работающими совместно с корректором объема газа ТАУ-ТК.

1.2 Применение настоящей инструкции обеспечивает получение результатов измерения объема газа, приведенного к стандартным условиям, с показателями точности, соответствующими [1].

1.3 Настоящая инструкция разработана в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.563.

2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей инструкции использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 8.417–2024 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин

ГОСТ 1805–76 Масло приборное МВП. Технические условия

ГОСТ 2939–63 Газы. Условия для определения объема

ГОСТ 5542–2022 Газ природный промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия

ГОСТ 17378–2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. Конструкция

ГОСТ 19783–74 Паста кремнийорганическая теплопроводная. Технические условия

ГОСТ 15528–86 Средства измерений расхода, объема или массы протекающих жидкости и газа. Термины и определения

ГОСТ Р 8.563–2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений

ГОСТ Р 8.995–2023 Государственная система обеспечения единства измерений. Объемный расход и объем природного газа. Методика (метод) измерений с применением мембранных и струйных счетчиков газа

Примечание – При пользовании настоящей инструкцией целесообразно проверить действие ссылочных стандартов по соответствующим указателям, составленным на 1 января текущего года, и по информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящей инструкцией следует руководствоваться замененным (измененным) стандартом. Если документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ

3.1 Термины и определения

В настоящей инструкции применены термины и определения в соответствии с ГОСТ 15528, ГОСТ Р 8.995, РМГ 29 [2].

3.2 Сокращения

В настоящей инструкции приняты следующие сокращения:

ВПИ – верхний предел измерений;

ДИ – диапазон измерений;

ИТ – измерительный трубопровод;

СИ – средство(а) измерений;

УИ – узел измерений;

УПВ – условно-постоянная величина;

ФИФОЕИ – Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

3.3 Обозначения

Условные обозначения параметров указаны непосредственно в тексте.

Допускается при измерениях расхода и объема газа применять наравне с единицами, указанными в настоящей инструкции, другие единицы по ГОСТ 8.417, «Положению о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации» согласно [3], а также десятичные кратные и дольные единицы.

4 ТРЕБОВАНИЯ К ПОКАЗАТЕЛЯМ ТОЧНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ

Доверительные границы относительной погрешности при доверительной вероятности 95 % измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, по данной методике составляют не более:

1) $\pm 4,0$ % в ДИ объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, от 0,015 до 149,000 м³/ч (при отклонении абсолютного давления газа от значения, принятого за условно-постоянную величину, не более $\pm 2,60$ %, для комплексов для измерений количества газа ТАУ-СГТКР-Д стандартной модификации или при использовании счетчиков газа объемных мембранных ВКР стандартной модификации совместно с корректором объема газа ТАУ-ТК и при отклонении абсолютного давления газа от значения, принятого за условно-постоянную величину, не более $\pm 3,35$ %, для комплексов для измерений количества газа ТАУ-СГТКР-Д модификации «У» или при использовании счетчиков газа объемных мембранных ВКР модификации «У» совместно с корректором объема газа ТАУ-ТК);

2) $\pm 3,0$ % в ДИ объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, от 0,015 до 149,000 м³/ч (при отклонении абсолютного давления газа от значения, принятого за условно-постоянную величину, не более $\pm 2,05$ %, для комплексов для измерений количества газа ТАУ-СГТКР-Д модификации «У» или при использовании счетчиков газа объемных мембранных ВКР модификации «У» совместно с корректором объема газа ТАУ-ТК).

5 ТРЕБОВАНИЯ К СРЕДСТВАМ ИЗМЕРЕНИЙ, ВСПОМОГАТЕЛЬНЫМ УСТРОЙСТВАМ

При выполнении измерений применяют следующие СИ:

5.1 Комплексы для измерений количества газа ТАУ-СГТКР (№ 96043-25 в ФИФОЕИ) исполнения ТАУ-СГТКР-Д (далее – комплекс ТАУ-СГТКР-Д). Комплекс ТАУ-СГТКР-Д состоит

**ОБЪЕМ ПРИРОДНОГО ГАЗА. МЕТОДИКА ИЗМЕРЕНИЙ КОМПЛЕКСАМИ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ
КОЛИЧЕСТВА ГАЗА ТАУ-СГТКР И СЧЕТЧИКАМИ ГАЗА
С КОРРЕКТОРОМ ОБЪЕМА ГАЗА ТАУ-ТК**

из счетчика газа объемного мембранного ВКР (№ 86899-22 в ФИФОЕИ) и корректора объема газа ТАУ-ТК (№ 92612-24 в ФИФОЕИ) (далее – корректор ТАУ-ТК).

5.1.1 Метрологические характеристики комплексов ТАУ-СГТКР-Д

5.1.1.1 ДИ объемного расхода при рабочих условиях* от 0,016 до 160,000 м³/ч.

5.1.1.2 Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения объема газа, приведенного к стандартным условиям комплекса ТАУ-СГТКР-Д стандартной модификации, без учета погрешности от принятия давления и коэффициента сжимаемости за УПВ, составляют:

– $\pm 3,00$ % в ДИ от $Q_{\min}$ до $0,1 \cdot Q_{\text{ном}}$, где $Q_{\min}$ – наименьшее значение величины объемного расхода газа при рабочих условиях, м³/ч, $Q_{\text{ном}}$ – номинальный объемный расход газа при рабочих условиях, м³/ч;

– $\pm 1,65$ % в ДИ от $0,1 \cdot Q_{\text{ном}}$ до $Q_{\max}$ включ, где $Q_{\max}$ – наибольшее значение величины объемного расхода газа при рабочих условиях, м³/ч.

5.1.1.3 Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения объема газа, приведенного к стандартным условиям комплекса ТАУ-СГТКР-Д модификации «У», без учета погрешности от принятия давления и коэффициента сжимаемости за УПВ, составляют:

– $\pm 2,15$ % в ДИ от $Q_{\min}$ до $0,1 \cdot Q_{\text{ном}}$;

– $\pm 1,65$ % в ДИ от $0,1 \cdot Q_{\text{ном}}$ до $Q_{\max}$ включ.

5.1.2 Метрологические характеристики корректора ТАУ-ТК представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Метрологические характеристики корректора ТАУ-ТК

Наименование характеристики	Значение
ДИ температуры газа, °С	от –30 до 60
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения температуры, %	$\pm 0,1$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления объема газа, приведенного к стандартным условиям, с учетом погрешности измерения температуры и погрешности алгоритма вычисления и его программной реализацией, %	$\pm 0,15$

5.1.3 Метрологические характеристики счетчиков газа объемных мембранных ВКР

5.1.3.1 ДИ объемного расхода газа при рабочих условиях счетчиков газа объемных мембранных ВКР в зависимости от типоразмера приведены в таблице 5.2.

* ДИ объемного расхода при рабочих условиях комплекса ТАУ-СГТКР-Д определяется типоразмером применяемого счетчика газа объемного мембранного ВКР.

**ОБЪЕМ ПРИРОДНОГО ГАЗА. МЕТОДИКА ИЗМЕРЕНИЙ КОМПЛЕКСАМИ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ
КОЛИЧЕСТВА ГАЗА ТАУ-СГТКР И СЧЕТЧИКАМИ ГАЗА
С КОРРЕКТОРОМ ОБЪЕМА ГАЗА ТАУ-ТК**

Таблица 5.2 – ДИ объемного расхода газа при рабочих условиях счетчиков газа объемных мембранных ВКР в зависимости от типоразмера

Типоразмер счетчика газа объемного мембранного ВКР	Объемный расход при рабочих условиях, м³/ч		
	$Q_{\text{мин}}$	$Q_{\text{ном}}$	$Q_{\text{макс}}$
ВКР-G1,6	0,016	1,600	2,500
ВКР-G2,5	0,025	2,500	4,000
ВКР-G4	0,040	4,000	6,000
ВКР-G5	0,040	5,000	8,000
ВКР-G6	0,060	6,000	10,000
ВКР-G10	0,100	10,000	16,000
ВКР-G16	0,160	16,000	25,000
ВКР-G25	0,250	25,000	40,000
ВКР-G40	0,400	40,000	65,000
ВКР-G65	0,650	65,000	100,000
ВКР-G100	1,000	100,000	160,000

Процедура выбора типоразмера счетчика газа объемного мембранного ВКР приведена в приложении А.

5.1.3.2 Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении объема газа при рабочих условиях счетчиков газа объемных мембранных ВКР стандартной модификации составляют:

- $\pm 3,0 \%$ в ДИ от $Q_{\text{мин}}$ до $0,1 \cdot Q_{\text{ном}}$;
- $\pm 1,5 \%$ в ДИ от $0,1 \cdot Q_{\text{ном}}$ до $Q_{\text{макс}}$ ВКЛ.

5.1.3.3 Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении объема газа при рабочих условиях счетчиков газа объемных мембранных ВКР модификации «У» составляют:

- $\pm 2,0 \%$ в ДИ от $Q_{\text{мин}}$ до $0,1 \cdot Q_{\text{ном}}$;
- $\pm 1,5 \%$ в ДИ от $0,1 \cdot Q_{\text{ном}}$ до $Q_{\text{макс}}$ ВКЛ.

5.2 При необходимости, для контроля режимов технологических процессов и условий проведения измерений, могут применяться дополнительные СИ давления и температуры. Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения температуры с помощью дополнительных СИ температуры не должны превышать $\pm 0,1 \%$. Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерения давления с помощью дополнительных СИ давления не должны превышать $\pm 0,2 \%$.

5.3 ДИ применяемых СИ должны перекрывать диапазон изменения значений измеряемого параметра потока среды.

5.4 Условия эксплуатации, монтаж применяемых СИ, ввод в эксплуатацию и техническое обслуживание СИ должны соответствовать и проводиться в соответствии с требованиями технической (эксплуатационной) документацией на СИ.

5.5 Монтаж комплекса ТАУ-СГТР-Д на ИТ проводится согласно [4].

5.6 Монтаж счетчика газа объемного мембранного ВКР (далее – счетчик газа) на ИТ проводится в соответствии с требованиями технической (эксплуатационной) документации на данный счетчик.

5.7 Монтаж корректора ТАУ-ТК проводится в соответствии с [5]. Корректор ТАУ-ТК монтируется на корпус счетчика газа или отдельно (на стену).

5.8 Варианты монтажа термопреобразователя сопротивления (далее – ТС) в комплексах ТАУ-СГТКР-Д:

- в соответствии с приложением Б, на рисунках Б.1, Б.2 ТС монтируется в защитной гильзе в корпусе счетчика газа;

- в соответствии с приложением Б, на рисунке Б.3 ТС устанавливается на корпусе счетчика газа за задней стенкой корректора ТАУ-ТК;

- в соответствии с приложением Б, на рисунке Б.4 ТС устанавливается в защитной гильзе штуцера счетчика газа или на ИТ.

5.9 Монтаж ТС при использовании счетчика газа совместно с корректором ТАУ-ТК.

5.9.1 Температуру газа измеряют с применением ТС размещенного во внутренней полости корпуса счетчика газа. При отсутствии предусмотренного изготовителем места для размещения ТС во внутренней полости счетчика газа, ТС размещают на прилегающем прямолинейном участке ИТ до счетчика газа на расстоянии не более $3DN$ от входного присоединительного штуцера или фланца счетчика газа, при этом осевая линия ТС должна пересекать осевую линию ИТ, где DN – условный внутренний диаметр (условный проход), мм. ТС должен располагаться радиально относительно ИТ в верхней части ИТ.

5.9.2 В случае размещения ТС на прилегающем прямолинейном участке ИТ, чувствительный элемент ТС должен быть погружен в ИТ на глубину от $0,3D$ до $0,7D$, где D – внутренний диаметр ИТ, мм. ТС может быть погружен непосредственно в ИТ или в защитную гильзу (карман). Наружный диаметр корпуса ТС и гильзы (при ее наличии) должен быть не более $0,2D$.

При установке ТС в гильзу должен быть обеспечен надежный тепловой контакт. Для обеспечения теплового контакта полость между внутренней стенкой гильзы и внешней ТС заполняют, например, жидким маслом (масло приборное МВП по ГОСТ 1805 и др.) или теплопроводной пастой (кремнийорганическая теплопроводная паста КПП-8 по ГОСТ 19783 и др.). ТС погружают в гильзу на ее полную глубину (с монтажным зазором). Рекомендуются, чтобы зазор между боковыми стенками гильзы и ТС не превышал $0,5$ мм.

5.9.3 Теплоизолируют участок ИТ на длине от $1DN$ до места установки ТС и до входного патрубка/фланца счетчика газа. Дополнительно теплоизолируют монтажные детали (бобышку крепления и т. п.). Толщина теплоизолирующего слоя должна быть не менее 5 мм с коэффициентом теплопроводности не более $0,1$ Вт/(м·К).

5.9.4 Глубина погружения ТС, с учетом длины монтажных деталей, должна быть равна длине монтажной части ТС, установленной изготовителем конкретного ТС.

Примечание 1 – Длина монтажных деталей (бобышки и т. п.) должна быть минимально необходимой с учетом конструктивных особенностей преобразователя температуры. На трубопроводах DN от 25 до 50 мм

допускается установка преобразователя температуры в расширителе до счетчика газа. Расстояние от входного присоединительного штуцера или фланца счетчика газа до места пересечения оси преобразователя температуры со стенкой ИТ должно быть в пределах от 3DN до 7DN. Чувствительный элемент ТС должен быть размещен на глубине от 0,3Dr до 0,7Dr. Конусность перехода расширителя должна соответствовать требованиям ГОСТ 17378.

Примечание 2 – Dr – внутренний диаметр расширителя.

6 МЕТОД ИЗМЕРЕНИЙ

6.1 Измерения объема газа, приведенного к стандартным условиям, выполняют косвенным методом динамических измерений, основанном на измерении объемного расхода и объема газа при рабочих условиях и их приведении к стандартным условиям.

6.2 Принцип действия комплекса ТАУ-СГТКР-Д основан на измерении объема газа при рабочих условиях с помощью счетчика газа, температуры газа с помощью ТС в составе корректора ТАУ-ТК и вычисления корректором ТАУ-ТК объема газа, приведенного к стандартным условиям, с использованием подстановочных УПВ абсолютного давления и коэффициента сжимаемости.

6.3 Принцип действия счетчика газа основан на преобразовании давлений газа на входе и выходе счетчика газа в возвратно-поступательное движение мембран, находящихся внутри и образующих измерительные камеры. Движение мембран преобразуется во вращательное движение, которое через вспомогательные элементы передается на отсчетное устройство.

6.4 Приведение объема газа к стандартным условиям выполняют с помощью корректора ТАУ-ТК методом «*T*-пересчет» на основании результатов измерений температуры и принятых за УПВ абсолютного давления и коэффициента сжимаемости газа.

6.5 Объемный расход и объем газа приводятся к стандартным условиям в соответствии с ГОСТ 2939 (температура 20 °С и абсолютное давление 101325 Па).

7 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ, ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

При выполнении измерений соблюдают требования, нормы и правила безопасности, производственной санитарии и охраны окружающей среды, действующие на территории организации, применяющей настоящую методику.

8 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ОБСЛУЖИВАЮЩЕГО, ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ПЕРСОНАЛА

К проведению монтажа и выполнению измерений допускаются лица, изучившие эксплуатационную документацию на СИ и вспомогательное оборудование, настоящую инструкцию, прошедшие инструктаж по технике безопасности и имеющие опыт эксплуатации измерительной техники.

9 ТРЕБОВАНИЯ К УСЛОВИЯМ ИЗМЕРЕНИЙ

9.1 Условия эксплуатации и монтаж СИ, применяемых по данной инструкции, должны

**ОБЪЕМ ПРИРОДНОГО ГАЗА. МЕТОДИКА ИЗМЕРЕНИЙ КОМПЛЕКСАМИ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ
КОЛИЧЕСТВА ГАЗА ТАУ-СГТКР И СЧЕТЧИКАМИ ГАЗА
С КОРРЕКТОРОМ ОБЪЕМА ГАЗА ТАУ-ТК**

соответствовать требованиям технической (эксплуатационной) документации на СИ.

9.2 Напряженность постоянных и переменных электромагнитных полей, а также уровень промышленных радиопомех не должны превышать пределов, установленных изготовителем применяемых СИ.

9.3 При наличии соответствующих требований изготовителя СИ уровни вибраций в местах размещения СИ не должны превышать установленных изготовителем пределов.

9.4 Измеряемая среда – газ. Диапазоны изменения параметров газа приведены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Диапазоны изменения параметров газа

Наименование характеристики	Значение
Объемный расход газа при рабочих условиях ¹⁾ , м ³ /ч	от 0,016 до 116,900
Объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям ²⁾ , м ³ /ч	от 0,015 до 149,000
Абсолютное давление газа ³⁾ , МПа	не более 0,11
Избыточное давление газа, МПа	не более 0,005
Температура газа, °С	от –25 до 40
Коэффициент сжимаемости ⁴⁾	от 0,995 до 1,001
¹⁾ Численно равен значению объема газа, м ³ , при рабочих условиях за час и определяется в зависимости от типоразмера счетчика газа. ²⁾ Численно равен значению объема газа, м ³ , приведенного к стандартным условиям за час, и определяется в зависимости от типоразмера счетчика газа, а также диапазонов рабочих параметров газа. ³⁾ Границы относительной погрешности результатов измерений величины абсолютного давления, принятой УПВ, вычисляемые по формуле (12.3), не должны превышать: – ±2,60 % для комплексов ТАУ-СГТКР-Д стандартной модификации или при использовании счетчиков газа стандартной модификации совместно с корректором ТАУ-ТК, при требовании к доверительным границам относительной погрешности при доверительной вероятности 95 % измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, не более ±4,0 %; – ±3,35 % для комплексов ТАУ-СГТКР-Д модификации «У» или при использовании счетчиков газа модификации «У» совместно с корректором ТАУ-ТК, при требовании к доверительным границам относительной погрешности при доверительной вероятности 95 % измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, не более ±4,0 %; – ±2,05 % для комплексов ТАУ-СГТКР-Д модификации «У» или при использовании счетчиков газа модификации «У» совместно с корректором ТАУ-ТК, при требовании к доверительным границам относительной погрешности при доверительной вероятности 95 % измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, не более ±3,0 %. ⁴⁾ Коэффициент сжимаемости принят УПВ во всем ДИ в соответствии с таблицей 9.1. Диапазон изменения коэффициента сжимаемости определен для природного газа в диапазоне температуры от минус 25 до 40 °С и давления от 0,10 до 0,11 МПа.	

9.5 Диапазоны изменений параметров газа должны ограничиваться значениями, приведенными в таблице 9.1.

9.6 Температура окружающего воздуха в месте установки счетчиков газа может изменяться в диапазоне от минус 30 до 55 °С.

10 ПОДГОТОВКА К ИЗМЕРЕНИЯМ И ПОРЯДОК ИХ ПРОВЕДЕНИЯ

10.1 Перед началом измерений проверяют соответствие условий выполнения измерений требованиям раздела 9 настоящей инструкции.

10.2 Подготовку к выполнению измерений проводят в соответствии с требованиями настоящей инструкции и технической (эксплуатационной) документацией СИ.

10.3 Проверяют состояние оборудования. Ежемесячно (если иной срок не предусмотрен технической документацией на обслуживание СИ) и/или по окончании технического обслуживания или ремонта, после заполнения ИТ газом, проверяют герметичность всех узлов и элементов оборудования, находящихся под давлением, фланцевых и резьбовых соединений, запорной арматуры, соединительных трубок. Места утечек определяют с помощью приборов (газоиндикаторов, газоанализаторов) или пенообразующим раствором. Обнаруженные утечки должны быть устранены на разгруженном по давлению оборудовании. Проверяют соответствие положения запорной арматуры на ИТ.

10.4 Контролируют целостность пломб и клейм на СИ.

10.5 В соответствии с руководством по эксплуатации настраивают корректор ТАУ-ТК и вводят значения абсолютного давления и коэффициента сжимаемости, принятые за УПВ.

10.6 Определение абсолютного давления газа, принятого за УПВ

10.6.1 Абсолютное давление газа P_n , МПа, при принятии значения за УПВ, определяют по формуле:

$$P_n = \frac{P_{\max} + P_{\min}}{2}, \quad (10.1)$$

где $P_{\max}$ – максимальное значение абсолютного давления в условиях эксплуатации, МПа;

$P_{\min}$ – минимальное значение абсолютного давления в условиях эксплуатации, МПа.

10.6.2 Максимальное значение абсолютного давления газа $P_{\max}$, МПа, и минимальное значение абсолютного давления газа $P_{\min}$, МПа, определяют путем суммирования избыточного и атмосферного давлений по формулам:

$$P_{\max} = P_{\text{атм}}^{\max} + P_{\text{изб}}^{\max}, \quad (10.2)$$

где $P_{\text{атм}}^{\max}$ – максимальное атмосферное давление воздуха, МПа;

$P_{\text{изб}}^{\max}$ – максимальное избыточное давление газа, МПа,

$$P_{\min} = P_{\text{атм}}^{\min} + P_{\text{изб}}^{\min}, \quad (10.3)$$

где $P_{\text{атм}}^{\min}$ – минимальное атмосферное давление воздуха, МПа;

$P_{\text{изб}}^{\min}$ – минимальное избыточное давление газа, МПа.

10.6.3 Диапазон изменения избыточного давления принимается согласно данным поставщика газа или результатов измерений, полученных с помощью СИ давления любого принципа действия с пределами основной погрешности, не превышающих $\pm 0,2 \%$.

10.6.4 Диапазон изменения атмосферного давления принимается по данным регионального центра по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды, территориально охватывающего УИ. Значение величины атмосферного давления необходимо контролировать не реже одного раза в день.

Примечание – Существенное влияние на границы относительной погрешности измерений величины

абсолютного давления, принятой УПВ, вычисляемые по формуле (12.3), оказывает диапазон изменения атмосферного давления.

10.6.5 УПВ абсолютного давления, рассчитанное по формуле (10.1), корректируют, если значение границ относительной погрешности результатов измерений величины абсолютного давления, принятой УПВ и вычисленное по формуле (12.3) превышает значение, указанное в таблице 9.1 и (или) актуальное значение абсолютного давления газа, выходит за пределы минимального или максимального значений абсолютного давления газа в условиях эксплуатации, для которых рассчитано текущее значение абсолютного давления.

10.7 Значение УПВ коэффициента сжимаемости газа K принимают равным 1 и вводят в корректор ТАУ-ТК.

Примечание – Допускается принимать значение УПВ коэффициента сжимаемости газа K по данным поставщика газа если полученное значение находится в диапазоне от 0,995 до 1,001.

10.8 В соответствии с технической (эксплуатационной) документацией настраивают СИ, приводят в рабочее состояние и проводят необходимые измерения в автоматическом режиме.

11 ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

11.1 Объем газа V_c , м³/ч, приведенный к стандартным условиям, определяют по формуле:

$$V_c = \Delta V_p \cdot \frac{1}{T} \cdot \frac{p \cdot T_c}{p_c \cdot K}, \quad (11.1)$$

где ΔV_p – объем газа за час при рабочих условиях, м³;

p – абсолютное давление газа, принятое УПВ, МПа;

T_c – термодинамическая температура газа при стандартных условиях газа, равная 293,15 К;

T – термодинамическая температура газа, К;

p_c – абсолютное давление газа при стандартных условиях, равное 0,101325 МПа;

K – коэффициент сжимаемости газа.

11.2 Термодинамическую (абсолютную) температуру газа T , К, рассчитывают по формуле:

$$T = 273,15 + t, \quad (11.2)$$

где t – температура газа, °С.

11.3 Объемный расход газа Q_c , м³/ч, приведенный к стандартным условиям, рассчитывают по формуле:

$$Q_c = \frac{\Delta V_c}{\Delta t}, \quad (11.3)$$

где t – промежуток времени измерения, ч.

12 КОНТРОЛЬ ТОЧНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

12.1 В соответствии с порядком, установленным законодательством Российской Федерации об обеспечении единства измерений, СИ должны быть поверены и допущены к применению. Результаты поверки СИ подтверждаются сведениями о результатах поверки СИ, включенными в ФИФОЕИ. Поверка СИ проводится в соответствии с их интервалами между поверками.

12.2 Расчет доверительных границ относительной погрешности при доверительной вероятности 95 % измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям

12.2.1 Расчет доверительных границ при доверительной вероятности 95 % относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, может быть выполнен ручным способом или при помощи программного комплекса (рекомендуемый программный комплекс «Расходомер ИСО», реестровая запись № 3003 от 14.03.2017 г. на основании приказа Министерства связи и массовых коммуникаций Российской Федерации от 09.03.2017 г. № 103 [6]).

12.2.2 При проведении расчета с помощью программного комплекса «Расходомер ИСО» на вкладке «Вид расчета» в поле «применяется ИВК» устанавливается галочка.

При проведении расчета с помощью программного комплекса «Расходомер ИСО» на вкладке «Измерительно-вычислительный комплекс» в поле «ИВК включает счетчик» устанавливается галочка, после чего вносятся значения относительной погрешности, указанные в 5.1.1.2.

12.2.3 Расчет доверительных границ относительной погрешности при доверительной вероятности 95 % измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, производится по формулам ниже.

12.2.4 Доверительные границы относительной погрешности при доверительной вероятности 95 % измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, δ_{VC} , %, для УИ на базе комплексов ТАУ-СГТКР-Д определяют по формуле:

$$\delta_{VC} = \sqrt{\delta_{Vc}^2 + \delta_p^2 + \delta_k^2}, \quad (12.1)$$

где δ_{Vc} – пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, с учетом погрешности измерения температуры и погрешности алгоритма вычисления и его программной реализацией, без учета погрешности от принятия давления и коэффициента сжимаемости за УПВ, %;

δ_p – границы относительной погрешности от принятия абсолютного давления УПВ, %;

δ_k – границы относительной погрешности от принятия коэффициента сжимаемости УПВ, %.

12.2.5 Доверительные границы относительной погрешности при доверительной вероятности 95 % измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, δ_{VC} , %, для УИ на базе счетчика газа, работающего совместно с корректором ТАУ-ТК, определяют по формуле:

$$\delta_{VC} = \sqrt{\delta_V^2 + \delta_{BT}^2 + \delta_p^2 + \delta_k^2}, \quad (12.2)$$

где δ_V – пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений объема газа при рабочих условиях счетчиком газа, %;

δ_{BT} – пределы допускаемой относительной погрешности вычисления объема газа, приведенного к стандартным условиям, с учетом погрешности измерения температуры и погрешности алгоритма вычисления и его программной реализацией, %.

12.2.6 Границы относительной погрешности результатов измерений величины y , которая принята УПВ δ_y , вычисляют по формуле:

$$\delta_y = \frac{200}{\sqrt{3}} \cdot \left(\frac{y_{max} - y_{min}}{y_{max} + y_{min}} \right), \quad (12.3)$$

где y_{max} – максимальное значение абсолютного давления, МПа, или коэффициента сжимаемости, принятых за УПВ;

y_{min} – минимальное значение абсолютного давления, МПа, или коэффициента сжимаемости, принятых за УПВ.

12.3 Доверительные границы относительной погрешности измерений при доверительной вероятности 95 % объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, не должны превышать значений, указанных в разделе 4 настоящей инструкции.

12.4 Примеры расчета доверительных границ относительной погрешности измерений при доверительной вероятности 95 % объема газа, приведенного к стандартным условиям, приведены в приложениях В, Г.

13 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

13.1 Результаты измерений представляют в форме, указанной в разделе 6 [7].

13.2 Отчетные документы хранятся в электронном и бумажном вариантах в виде отчетов за определенные периоды времени.

13.3 Архивирование, сроки хранения отчетных документов определяют заинтересованные стороны.

14 ПРОВЕРКА РЕАЛИЗАЦИИ МЕТОДИКИ ИЗМЕРЕНИЙ

14.1 Проверку реализации методики измерений, изложенной в настоящей инструкции, проводят при внедрении методики измерений в практике своей деятельности с привлечением юридических лиц и индивидуальных предпринимателей, аккредитованных в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации в национальной системе аккредитации на право аттестации методик (методов) измерений, перед вводом УИ в эксплуатацию или после его реконструкции, а также при внедрении методики измерений на действующем УИ.

14.2 В процессе эксплуатации владелец УИ обеспечивает контроль соблюдения и выполнения требований настоящей методики измерений.

14.3 При проведении проверки реализации методики измерений устанавливают:

- наличие технических описаний и (или) руководств по эксплуатации СИ (допускается в электронном виде);
- наличие паспортов или формуляров СИ;
- соответствие условий проведения измерений требованиям раздела 9 настоящей инструкции;
- соответствие монтажа СИ, дополнительных и вспомогательных устройств требованиям технической (эксплуатационной) документации и раздела 5 настоящей инструкции;
- соблюдение требований раздела 4 настоящей инструкции.

14.4 Доверительные границы относительной погрешности при доверительной вероятности 95 % результатов измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, по каждой реализации данной методики измерений устанавливают на основании расчетов, выполненных в соответствии с разделом 12 настоящей инструкции. Результаты расчета должны являться неотъемлемым приложением акта и быть заверены подписью лица, проводившего расчет.

14.5 По результатам проверки составляют акт проверки состояния и применения СИ и соблюдения требований настоящей инструкции в соответствии с приложением Д.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(обязательное)

ВЫБОР ТИПОРАЗМЕРА СЧЕТЧИКА ГАЗА

А.1 Выбор типоразмера счетчика газа проводят с учетом рассчитанных максимального $q_{vO\ max}$, м³/ч, и минимального $q_{vO\ min}$, м³/ч, объемных расходов газа при рабочих условиях по формулам:

$$q_{vO\ max} = q_{c\ max} \cdot \frac{p_c \cdot T'_{max}}{p'_{min} \cdot T_c}, \quad (A.1)$$

$$q_{vO\ min} = q_{c\ min} \cdot \frac{p_c \cdot T''_{min}}{p''_{max} \cdot T_c}, \quad (A.2)$$

где $q_{c\ max}$, $q_{c\ min}$ – максимальный и минимальный объемные расходы газа, приведенные к стандартным условиям (в соответствии с газопотребляющим оборудованием), м³/ч;
 p_c – абсолютное давление, определяющее стандартные условия, равное 0,101325 МПа;
 T'_{max} – максимальная температура газа, соответствующая максимальному потреблению газа, К;
 p'_{min} – минимальное абсолютное давление газа, соответствующее максимальному потреблению газа, МПа;
 T''_{min} – минимальная температура, соответствующая минимальному потреблению газа, К;
 p''_{max} – максимальное абсолютное давление газа, соответствующее минимальному потреблению газа, МПа;
 T_c – термодинамическая (абсолютная) температура, определяющая стандартные условия, равная 293,15 К.

А.2 По результатам расчетов рекомендуется выбирать типоразмер счетчика газа с ВПИ объемного расхода при рабочих условиях $q_{v\ max}$, м³/ч, являющимся ближайшим большим к значению $q_{vO\ max}$, м³/ч.

А.3 Для выбранного типоразмера счетчика газа также проверяют выполнение условия:

$$q_{vO\ min} \leq q_{v\ min}, \quad (A.3)$$

где $q_{v\ min}$ – нижний предел измерений объемного расхода при рабочих условиях счетчика газа, м³/ч.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(обязательное)

СХЕМЫ МОНТАЖА ТС В СОСТАВЕ КОРРЕКТОРА ТАУ-ТК

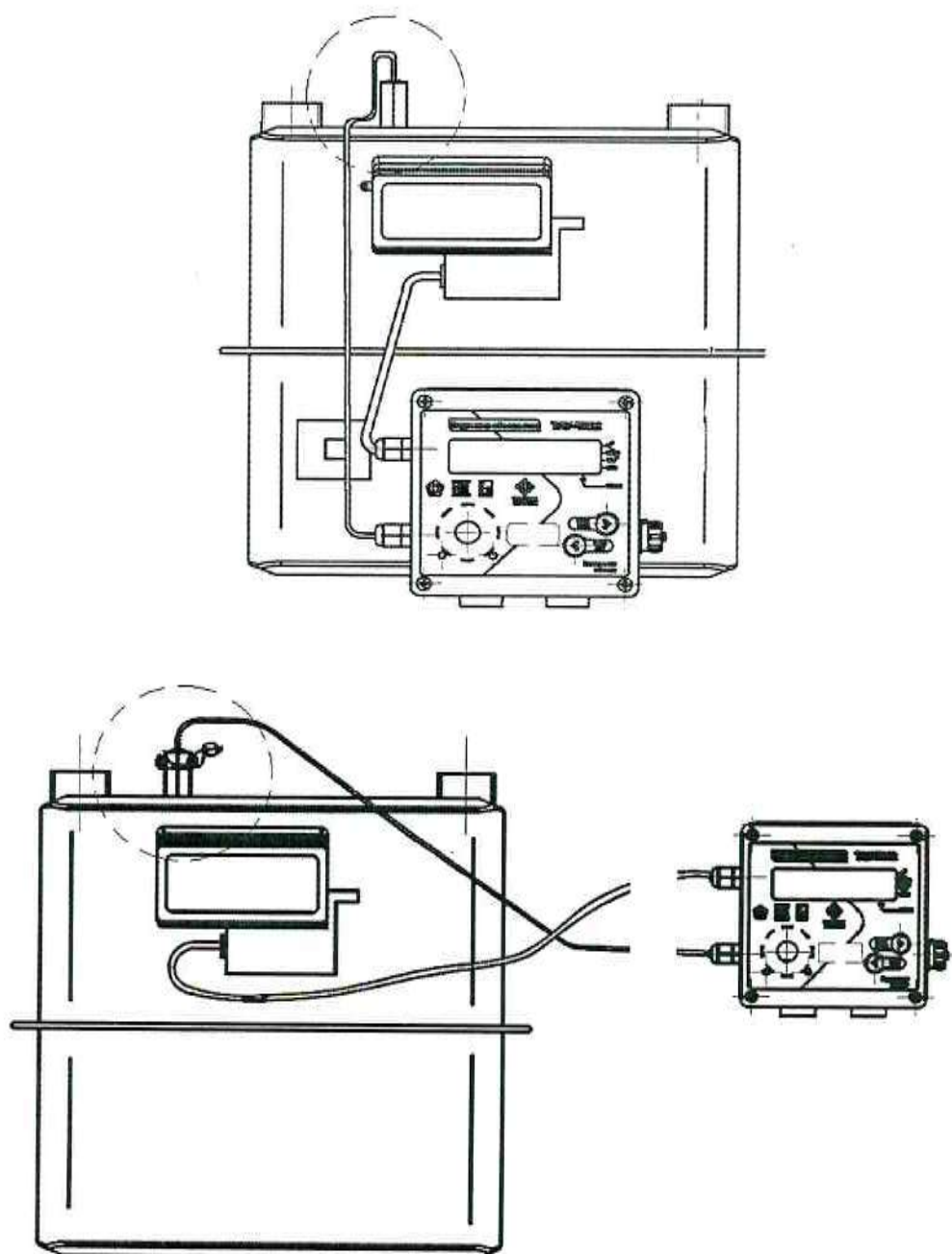


Рисунок Б.1 – Пример монтажа ТС в защитной гильзе в корпусе счетчика газа с резьбовым типом соединения к трубопроводу (штриховая замкнутая линия на рисунке показывает расположение преобразователя температуры)

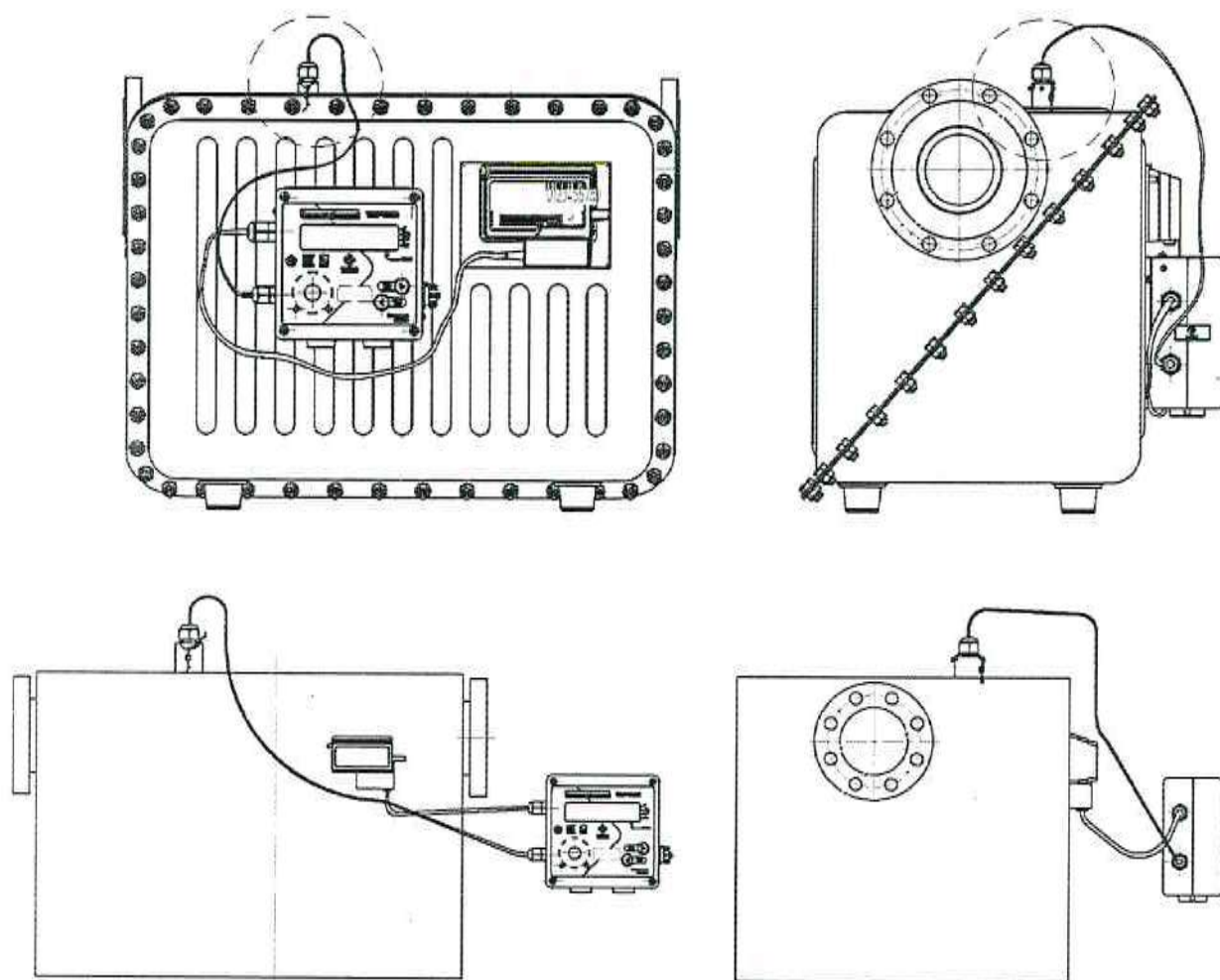


Рисунок Б.2 – Пример монтажа преобразователя температуры в защитной гильзе в специальный штуцер на корпусе счетчика газа с фланцевым типом соединения к трубопроводу (штриховая замкнутая линия на рисунке показывает расположение преобразователя температуры)

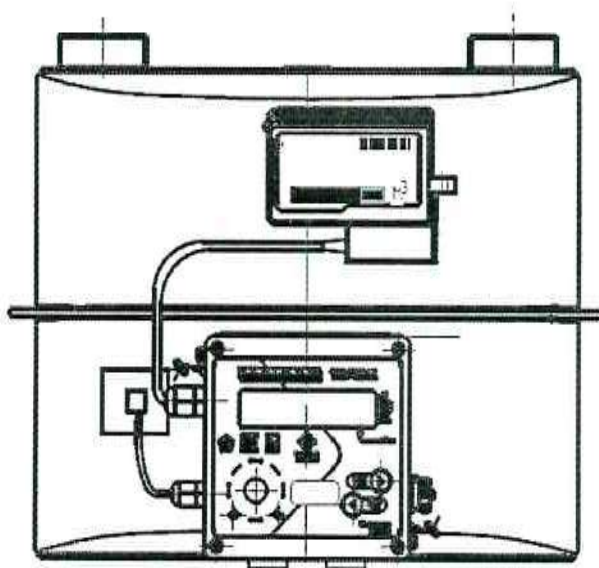


Рисунок Б.3 – Пример монтажа преобразователя температуры на корпусе счетчика газа с резьбовым типом соединения к трубопроводу за задней стенкой корректора ТАУ-ТК

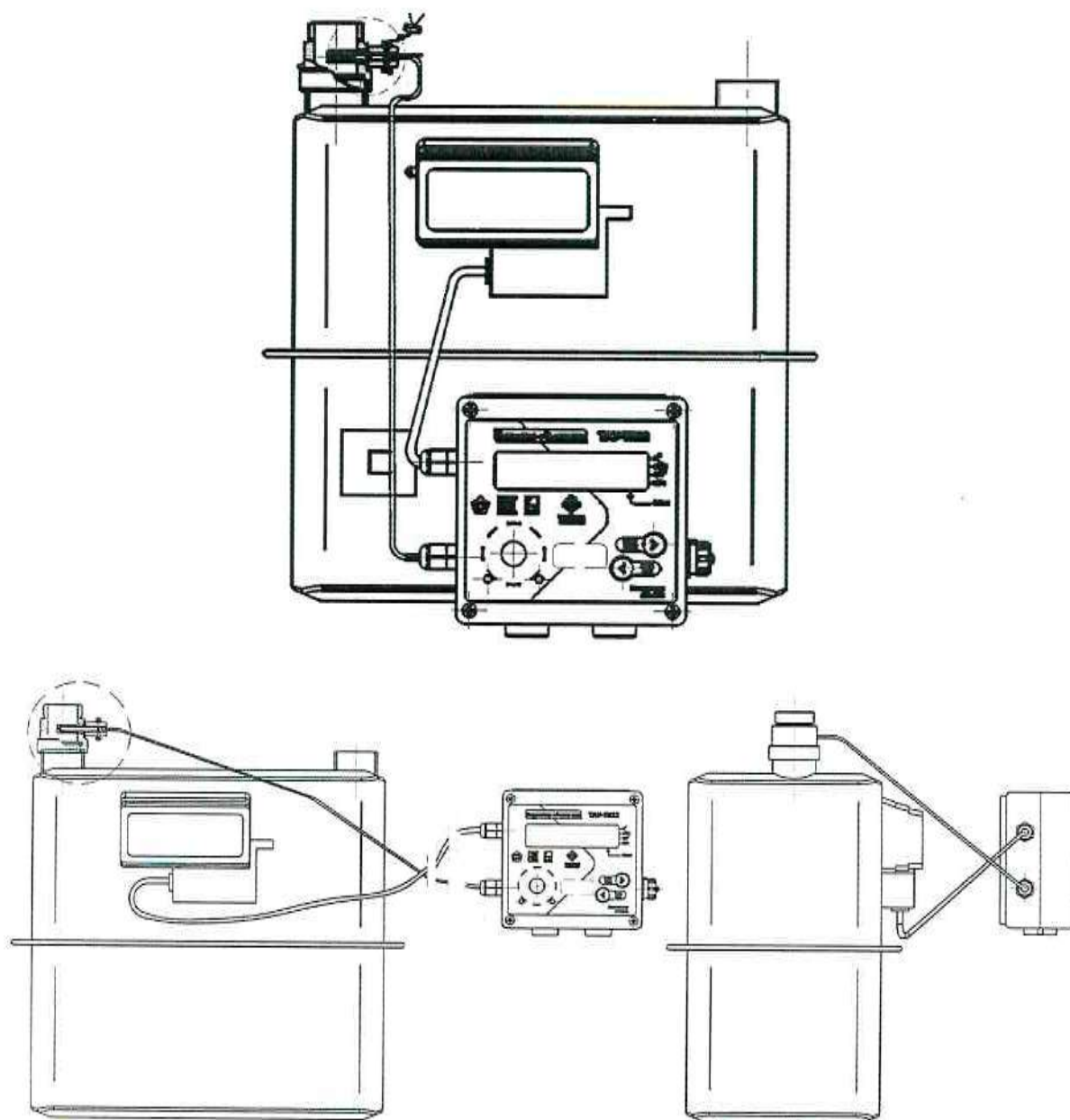


Рисунок Б.4 – Пример монтажа преобразователя температуры в защитной гильзе
штуцера счетчика газа (штриховая замкнутая линия на рисунке показывает расположение
преобразователя температуры)

ПРИЛОЖЕНИЕ В

(справочное)

ПРИМЕРЫ РАСЧЕТОВ ДОВЕРИТЕЛЬНЫХ ГРАНИЦ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ПОГРЕШНОСТИ ПРИ ДОВЕРИТЕЛЬНОЙ ВЕРОЯТНОСТИ 95 % ИЗМЕРЕНИЙ ОБЪЕМА ГАЗА, ПРИВЕДЕННОГО К СТАНДАРТНЫМ УСЛОВИЯМ

В.1 Пример расчета доверительных границ относительной погрешности при доверительной вероятности 95 % измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, с помощью комплекса ТАУ-СГТКР-Д. Исходные данные для расчета приведены в таблице В.1.

Таблица В.1 – Исходные данные

Наименование	Обозначение	Значение
Абсолютное давление газа, МПа, рассчитанное по формуле (10.1)	P_n	0,10775
ВПИ абсолютного давления, МПа	$P_{\max}$	0,11000
Нижний предел изменения абсолютного давления, МПа	$P_{\min}$	0,10560
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения объема газа, приведенного к стандартным условиям, с учетом погрешности измерения температуры и погрешности алгоритма вычисления и его программной реализацией, без учета погрешности от принятия давления и коэффициента сжимаемости за УПВ, %	δ_{Vc}	$\pm 3,0$
Максимальное значение коэффициента сжимаемости газа в рабочих диапазонах изменения давления, температуры	$K_{\max}$	1,001
Минимальное значение коэффициента сжимаемости газа в рабочих диапазонах изменения давления, температуры	$K_{\min}$	0,995

В.2 Границы относительной погрешности от принятия абсолютного давления УПВ δ_p , %, рассчитывают по формуле (12.3):

$$\delta_p = \frac{200}{\sqrt{3}} \cdot \left(\frac{P_{\max} - P_{\min}}{P_{\max} + P_{\min}} \right) = \frac{200}{\sqrt{3}} \cdot \left(\frac{0,11000 - 0,10560}{0,11000 + 0,10560} \right) = 2,36 \% .$$

В.3 Границы относительной погрешности определения коэффициента сжимаемости газа при принятии коэффициента сжимаемости УПВ δ_k , %, рассчитывают по формуле (12.3):

$$\delta_k = \frac{200}{\sqrt{3}} \cdot \left(\frac{K_{\max} - K_{\min}}{K_{\max} + K_{\min}} \right) = \frac{200}{\sqrt{3}} \cdot \left(\frac{1,001 - 0,995}{1,001 + 0,995} \right) = 0,35 \% .$$

В.4 Доверительные границы относительной погрешности при доверительной вероятности 95 % измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, δ_{VC} , %, определяют по формуле (12.1):

$$\delta_{VC} = \sqrt{\delta_{Vc}^2 + \delta_p^2 + \delta_k^2} = \sqrt{3,0^2 + 2,36^2 + 0,35^2} = 3,9 \% .$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

(справочное)

**ПРИМЕРЫ РАСЧЕТОВ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ПОГРЕШНОСТИ ПРИ
ДОВЕРИТЕЛЬНОЙ ВЕРОЯТНОСТИ 95 % ИЗМЕРЕНИЙ ОБЪЕМА ГАЗА,
ПРИВЕДЕННОГО К СТАНДАРТНЫМ УСЛОВИЯМ, ВЫПОЛНЕННЫЕ С
ПРИМЕНЕНИЕМ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА «РАСХОДОМЕР ИСО»,
МОДУЛЬ «ГОСТ Р 8.995–2023»**

Программный комплекс «Расходомер ИСО»
Модуль «ГОСТ Р 8.995-2023»
Версия 3.0 от 01.03.2024
Пользователь: 000 ЦМ «СТП»
Расчёт № 1 от 25.12.2025

ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Наименование узла измерений / объекта - Комплекс измерения количества газа ТАУ-СГТКР-Д на базе счетчика ВКР-G1,6
Принадлежит -
Установлен -
Метод расчёта расхода при стандартных условиях - Т-пересчёт

ИЗМЕРЯЕМАЯ СРЕДА

Наименование измеряемой среды - Природный газ
Объёмный расход при рабочих условиях.....1,5 м³/ч
Температура.....10 °C
Абсолютное давление.....0,10 МПа
Атмосферное давление.....740 мм рт. ст.
Температура при стандартных условиях.....20 °C
Абсолютное давление при стандартных условиях.....101,325 кПа
*Объёмный расход при стандартных условиях.....1,53267 м³/ч

СВЕДЕНИЯ О СРЕДСТВАХ ИЗМЕРЕНИЙ

Наименование измерительного комплекса - ТАУ-ТК
Измерительный комплекс включает в себя счётчик
Пределы измерения объёмного расхода при рабочих условиях
от.....0,016 м³/ч
до.....2,5 м³/ч
Относительная погрешность измерения расхода
основная от Q_{min} до $0,064 \cdot Q_{max}$3 %
дополнительная от Q_{min} до $0,064 \cdot Q_{max}$0 %
основная от $0,064 \cdot Q_{max}$ до Q_{max}1,65 %
дополнительная от $0,064 \cdot Q_{max}$ до Q_{max}0 %

Метрологические характеристики канала измерения температуры измерительного комплекса
Пределы измерения температуры
от.....-30 °C
до.....60 °C

Абсолютное давление условно-постоянная величина изменяется
от.....0,1 МПа
до.....0,1046 МПа

Отношение коэффициента сжимаемости газа при рабочих условиях к коэффициенту сжимаемости газа при стандартных условиях
условно-постоянная величина изменяется
от.....0,995
до.....1,001

ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ

*Относ. погрешность измерительного комплекса.....1,7 %
*Относ. погрешность измерения давления.....2,6 %
*Относ. погрешность определения коэффициента сжимаемости.....0,35 %
*Относ. погрешность измерения расхода при станд. усл.....3,1 %

Рассчитанная относительная погрешность (относительная погрешность) измерения объёмного расхода природного газа, приведённого к стандартным условиям (3,1 % при 1,53267 м³/ч),
СООТВЕТСТВУЕТ требованиям Постановления Правительства РФ № 1847 от 16.11.2020.

ТАБЛИЦА ПОГРЕШНОСТЕЙ ИЗМЕРЕНИЯ ОБЪЁМНОГО РАСХОДА ГАЗА, ПРИВЕДЁННОГО К СТАНДАРТНЫМ УСЛОВИЯМ, ПРИ ЗАДАННЫХ ОТКЛОНЕНИЯХ ТЕМПЕРАТУРЫ И ДАВЛЕНИЯ СРЕДЫ И ЗАДАННЫХ ЗНАЧЕНИЯХ ОБЪЁМНОГО РАСХОДА ПРИ РАБОЧИХ УСЛОВИЯХ

Температура, °C		-25		10		40
Абсолютное давление, МПа		0,1		0,1		0,1
Расход газа		Объёмный расход газа, приведённый к стандартным условиям, м³/ч				
м³/ч	%	Относительная погрешность расхода, %				
2,5	100	2,91473 3,1		2,55445 3,1		2,30973 3,1
1,6	64	1,86543 3,1		1,63485 3,1		1,47823 3,1
0,16	6,4	0,186543 3,1		0,163485 3,1		0,147823 3,1
0,159	6,36	0,185377 4		0,162463 4		0,146899 4
0,1	4	0,116589 4		0,102178 4		0,092389 4
0,016	0,64	0,018654 4		0,016348 4		0,014782 4

Рассчитанная относительная погрешность СООТВЕТСТВУЕТ выбранному уровню точности: 4%

Рассчитанная относительная погрешность измерения расхода УДОВЛЕТВОРЯЕТ показателям точности, установленным Постановлением Правительства РФ № 1847 от 16.11.2020, в диапазоне изменения:

температуры от -25 до 40 °C;

абс. давления от 0,1 до 0,1046 МПа;

объёмного расхода при рабочих условиях от 0,016 до 2,5 м³/ч.

Исполнитель _____ Н.А. Хасанов

Программный комплекс «Расходомер ИСО»
Модуль «ГОСТ Р 8.995-2023»
Версия 3.0 от 01.03.2024
Пользователь: 000 ЦМ «СТП»
Расчёт № 2 от 25.12.2025

ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Наименование узла измерений / объекта - Комплекс измерения количества газа ТАУ-СГТКР-Д
мод. "У" на базе счетчика ВКР-G1,6
Принадлежит -
Установлен -
Метод расчёта расхода при стандартных условиях - Т-пересчёт

ИЗМЕРЯЕМАЯ СРЕДА

Наименование измеряемой среды - Природный газ
Объёмный расход при рабочих условиях.....1,5 м³/ч
Температура.....10 °C
Абсолютное давление.....0,1 МПа
Атмосферное давление.....740 мм рт. ст.
Температура при стандартных условиях.....20 °C
Абсолютное давление при стандартных условиях.....101,325 кПа
*Объёмный расход при стандартных условиях.....1,53267 м³/ч

СВЕДЕНИЯ О СРЕДСТВАХ ИЗМЕРЕНИЙ

Наименование измерительного комплекса - ТАУ-ТК
Измерительный комплекс включает в себя счётчик
Пределы измерения объёмного расхода при рабочих условиях
от.....0,016 м³/ч
до.....2,5 м³/ч
Относительная погрешность измерения расхода
основная от Q_{min} до $0,064 \cdot Q_{max}$2,15 %
дополнительная от Q_{min} до $0,064 \cdot Q_{max}$0 %
основная от $0,064 \cdot Q_{max}$ до Q_{max}1,65 %
дополнительная от $0,064 \cdot Q_{max}$ до Q_{max}0 %

Метрологические характеристики канала измерения температуры измерительного комплекса
Пределы измерения температуры
от.....-30 °C
до.....60 °C

Абсолютное давление условно-постоянная величина изменяется
от.....0,1 МПа
до.....0,1036 МПа

Отношение коэффициента сжимаемости газа при рабочих условиях к
коэффициенту сжимаемости газа при стандартных условиях
условно-постоянная величина изменяется
от.....0,995
до.....1,001

ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ

*Относ. погрешность измерительного комплекса.....1,7 %
*Относ. погрешность измерения давления.....2,1 %
*Относ. погрешность определения коэффициента сжимаемости.....0,35 %
*Относ. погрешность измерения расхода при станд. усл.....2,7 %

Рассчитанная относительная погрешность (относительная погрешность) измерения объёмного
расхода природного газа, приведённого к стандартным условиям (2,7 % при 1,53267 м³/ч),
СООТВЕТСТВУЕТ требованиям Постановления Правительства РФ № 1847 от 16.11.2020.

ТАБЛИЦА ПОГРЕШНОСТЕЙ ИЗМЕРЕНИЯ ОБЪЁМНОГО РАСХОДА ГАЗА, ПРИВЕДЁННОГО К СТАНДАРТНЫМ УСЛОВИЯМ, ПРИ ЗАДАННЫХ ОТКЛОНЕНИЯХ ТЕМПЕРАТУРЫ И ДАВЛЕНИЯ СРЕДЫ И ЗАДАННЫХ ЗНАЧЕНИЯХ ОБЪЁМНОГО РАСХОДА ПРИ РАБОЧИХ УСЛОВИЯХ

Температура, °C		-25		10		40
Абсолютное давление, МПа		0,1		0,1		0,1
Расход газа		Объёмный расход газа, приведённый к стандартным условиям, м³/ч				
м³/ч	%	Относительная погрешность расхода, %				
2,5	100	2,91473 2,7		2,55445 2,7		2,30973 2,7
1,6	64	1,86543 2,7		1,63485 2,7		1,47823 2,7
0,16	6,4	0,186543 2,7		0,163485 2,7		0,147823 2,7
0,159	6,36	0,185377 3		0,162463 3		0,146899 3
0,1	4	0,116589 3		0,102178 3		0,092389 3
0,016	0,64	0,018654 3		0,016348 3		0,014782 3

Рассчитанная относительная погрешность СООТВЕТСТВУЕТ выбранному уровню точности: 3%

Рассчитанная относительная погрешность измерения расхода УДОВЛЕТВОРЯЕТ показателям точности, установленным Постановлением Правительства РФ № 1847 от 16.11.2020, в диапазоне изменения:

температуры от -25 до 40 °C;

абс. давления от 0,1 до 0,1036 МПа;

объёмного расхода при рабочих условиях от 0,016 до 2,5 м³/ч.

Исполнитель _____ Н.А. Хасанов

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
(рекомендуемое)

ФОРМА АКТА ПРОВЕРКИ СОСТОЯНИЯ И ПРИМЕНЕНИЯ СРЕДСТВ
ИЗМЕРЕНИЙ И СОБЛЮДЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ ИНСТРУКЦИИ

Наименование аккредитованного юридического лица или индивидуального предпринимателя

АКТ № _____ от «__» _____ 20__ г.

проверки состояния и применения средств измерений и соблюдения требований Инструкции
«Объем природного газа. Методика измерений комплексами для измерения количества газа ТАУ-СГТКР и
счетчиками газа с корректором объема газа ТАУ-ТК»
(свидетельство об аттестации № _____ – _____ – _____) (далее – Инструкция)

На

Адрес

Основание

наименование проверяемого объекта, узла измерений

1 Перечень средств измерений

Перечень средств измерений и их характеристики приведены в таблице 1.

Таблица 1

№ п/п	Наименование СИ	Диапазон измерения	Погрешность	№ в ФИФОЕИ	МПИ, лет
Примечания 1 ФИФОЕИ – Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. 2 МПИ – межповерочный интервал.					

2 Наличие и комплектность технической документации на средства измерений

При отсутствии указать СИ и устройства, на которые отсутствует документация

3 Состояние и условия эксплуатации средств измерений

Соответствие, несоответствие требованиям технической (эксплуатационной) документации

Диапазоны изменения параметров окружающей среды и газа приведены в таблице 2.

Таблица 2

№ п/п	Параметр	Диапазон изменения

4 Соответствие характеристик средств измерений установленным техническим требованиям

Таблица 3

№ п/п	Наименование СИ	Заводской номер	Результат поверки	Текущая дата поверки

5 Доверительные границы относительной погрешности измерений объема газа

6 Результаты проверки соблюдения требований инструкции

Результаты проверки соблюдения требований инструкции приведены в таблице 4.

Таблица 4

Наименование операции проверки	Нормативный документ	Соответствие	
		Да	Нет
Правильность монтажа СИ, соответствие условий проведения измерений	Инструкция, техническая (эксплуатационная) документация		
Соблюдение процедур обработки результатов измерений	Инструкция		
Соблюдение требований к показателям точности измерений	Инструкция, нормативный документ		

7 Перечень нарушений

Заполняется при наличии нарушений

8 Выводы

Руководитель аккредитованного
юридического лица или
индивидуальный предприниматель

личная подпись

инициалы, фамилия

М.п.

Исполнитель:

личная подпись

инициалы, фамилия

БИБЛИОГРАФИЯ

- [1] Постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»
- [2] РМГ 29–2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения
- [3] Постановление Правительства Российской Федерации от 31.10.2009 г. № 879 «Об утверждении Положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации»
- [4] УРГП.407369.023 РЭ Комплекс для измерения количества газа ТАУ-СГТКР. Руководство по эксплуатации
- [5] УРГП.407229.017 РЭ Корректоры объема газа ТАУ-ТК. Руководство по эксплуатации
- [6] Приказ Министерства связи и массовых коммуникаций Российской Федерации от 09.03.2017 г. № 103 «О включении сведений о программном обеспечении в единый реестр российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных»
- [7] ПМГ 96–2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Результаты и характеристики качества измерений. Формы представления