Общество с ограниченной ответственностью «Цифровая Метрология»
(ООО «Цифровая Метрология»)

420081 РФ, РТ, г. Казань, ул. Седова, д. 20В, пом. 8.
тел.: 8 (937) 526-90-08; e-mail: cm@gostmetrolog.ru; web: zagost.ru; ИНН 1660353389, КПП 166001001
Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.313335

УТВЕРЖДАЮ

Директор
ООО «Цифровая Метрология»

_____ **Р. М. Бекбаев**

«_10_» _____10_____ 2025 г.

Документ	Инструкция
Наименование	Объёмный расход и объём газа. Методика измерений с применением расходомеров-счётчиков ультразвуковых модельного ряда ИРВИС
Разработана	Обществом с ограниченной ответственностью «Цифровая Метрология» (ООО «Цифровая Метрология») Обществом с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «ИРВИС» (ООО НПП «ИРВИС»)
Исполнители	от ООО «Цифровая Метрология» Гильманов М. М. от ООО НПП «ИРВИС» д.т.н. Михеев Н. И., Огарков А. А.
Аттестована	ООО «Цифровая Метрология» «10» октября 2025 г.
Свидетельство об аттестации	№ 1010/1-53-25-RA.RU.313335-2025
Сведения о регистрации	Регистрационный номер методики измерений в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2025.52485

СОДЕРЖАНИЕ

1 НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ 5
2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ 5
3 ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ 6
4 ТРЕБОВАНИЯ К ПОКАЗАТЕЛЯМ ТОЧНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ 7
5 ТРЕБОВАНИЯ К СРЕДСТВАМ ИЗМЕРЕНИЙ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫМ УСТРОЙСТВАМ 8
6 МЕТОД ИЗМЕРЕНИЙ 21
7 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ 31
8 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ОБСЛУЖИВАЮЩЕГО ПЕРСОНАЛА 32
9 ТРЕБОВАНИЯ К УСЛОВИЯМ ПРОВЕДЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ 32
10 ПОДГОТОВКА К ВЫПОЛНЕНИЮ ИЗМЕРЕНИЙ И ПОРЯДОК ИХ ПРОВЕДЕНИЯ .. 32
11 ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ 33
12 КОНТРОЛЬ ТОЧНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ 33
13 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ 40
14 ПОДТВЕРЖДЕНИЕ РЕАЛИЗУЕМОСТИ МЕТОДИКИ ИЗМЕРЕНИЙ 40
ПРИЛОЖЕНИЕ А (СПРАВОЧНОЕ) СХЕМЫ РАЗМЕЩЕНИЯ ПЕРВИЧНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ ТЕМПЕРАТУРЫ И ДАВЛЕНИЯ В КОРПУСЕ ПЕРВИЧНОГО ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ РАСХОДОМЕРА-СЧЕТЧИКА 42
ПРИЛОЖЕНИЕ Б (СПРАВОЧНОЕ) СПЕЦИАЛЬНЫЕ ФОРМЫ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ РАСХОДОМЕРОВ-СЧЕТЧИКОВ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ МОДЕЛЬНОГО РЯДА ИРВИС 44
ПРИЛОЖЕНИЕ В (ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ) СЕЧЕНИЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ ТРУБОПРОВОДА, В КОТОРЫХ ВЫПОЛНЯЮТ ИЗМЕРЕНИЯ ВНУТРЕННЕГО ДИАМЕТРА 46
ПРИЛОЖЕНИЕ Г (СПРАВОЧНОЕ) МОНТАЖ ПОКАЗЫВАЮЩИХ СТРЕЛОЧНЫХ ТЕРМОМЕТРОВ ПОГРУЖНОГО ТИПА 47
ПРИЛОЖЕНИЕ Д (РЕКОМЕНДУЕМОЕ) ФОРМА АКТА ПОДТВЕРЖДЕНИЯ РЕАЛИЗУЕМОСТИ МЕТОДИКИ ИЗМЕРЕНИЙ 49
ПРИЛОЖЕНИЕ Е (СПРАВОЧНОЕ) ПРИМЕРЫ РАСЧЕТОВ ОБЪЕМНОГО РАСХОДА И ОБЪЕМА ГАЗА, ПРИВЕДЕННЫХ К СТАНДАРТНЫМ УСЛОВИЯМ, И ДОВЕРИТЕЛЬНЫХ ГРАНИЦ ПРИ ДОВЕРИТЕЛЬНОЙ

ВЕРОЯТНОСТИ 95 % ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ ОБЪЁМНОГО РАСХОДА И ОБЪЁМА ГАЗА, ПРИВЕДЕННЫХ К СТАНДАРТНЫМ УСЛОВИЯМ 51

БИБЛИОГРАФИЯ 79

Настоящая инструкция не может быть полностью или частично использована, воспроизведена, тиражирована и (или) распространена без письменного разрешения ООО «Цифровая Метрология» или ООО НПП «ИРВИС»

1 НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1 Настоящая инструкция устанавливает методику измерений объёмного расхода и объёма, приведенных к стандартным условиям, однокомпонентных и многокомпонентных газов (далее – газ), находящихся в однофазном состоянии, с применением расходомеров-счётчиков ультразвуковых модельного ряда ИРВИС.

1.2 Применение методики измерений, изложенной в настоящей инструкции, обеспечивает получение результатов измерения объёмного расхода и объёма газа, приведённых к стандартным условиям, с различными уровнями точности.

1.3 Инструкция разработана в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.563.

1.4 При разработке методики измерений, изложенной в настоящей инструкции, использовались положения ГОСТ 8.611.

2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей инструкции использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 1805–76 Масло приборное МВП. Технические условия

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

ГОСТ 8.566–2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Межгосударственная система данных о физических константах и свойствах веществ и материалов. Основные положения

ГОСТ 8.586.1–2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 1. Принцип метода измерений и общие требования

ГОСТ 8.611–2024 Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и объём газа. Методика (метод) измерений с применением ультразвуковых преобразователей расхода

ГОСТ 9293–74 (ИСО 2435–73) Азот газообразный и жидкий. Технические условия

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

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

ГОСТ 19783–74 Паста кремнийорганическая теплопроводная. Технические условия

ГОСТ 31369–2021 (ISO 6976:2016) Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава

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

ГОСТ Р 8.741–2019 Государственная система обеспечения единства измерений. Объем природного газа. Общие требования к методикам измерений

Примечание – При пользовании настоящей инструкцией целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному

информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменён ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учётом всех внесённых в данную версию изменений. Если заменён ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящей инструкции в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учёта данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять 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 8.611, ГОСТ 15528 и рекомендациями [1], а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 **ввод в эксплуатацию узла измерений объёмного расхода и объёма газа**: Событие, подтверждающее готовность узла измерений объёмного расхода и объёма газа к использованию по назначению, удостоверяемое актом подтверждения реализуемости методики измерений, установленной настоящей инструкцией.

3.1.2 **реконструкция узла измерений объёмного расхода (объёма) газа**: Комплекс работ и организационно-технологических мероприятий, связанных с изменением конструкции узла измерений объёмного расхода и объёма газа (состава средств измерений и их технических и метрологических характеристик, геометрических параметров измерительных трубопроводов и т.п.), оказывающих влияние на результаты и/или показатели точности измерений объёмного расхода и объёма газа, приведённых к стандартным условиям.

Примечание – Изменение значений условно-постоянных величин в установленных при проведении подтверждения реализуемости методики измерений пределах не является реконструкцией.

3.1.3 **основные первичные преобразователи давления и температуры**: первичные преобразователи давления и температуры, используемые при выполнении измерений в штатном режиме.

3.1.4 **резервные (дублирующие) первичные преобразователи давления и температуры**: первичные преобразователи давления и температуры, используемые при выполнении измерений в случае отказа основных первичных преобразователей давления и температуры.

3.1.5 **типоразмер**: характеристика, определяющая ряд первичных преобразователей расхода одинаковой формы проточной части с одинаковыми номинальными внутренними диаметрами (условным проходом).

3.1.6 **интегрированные первичные преобразователи давления и температуры**: первичные преобразователи давления и температуры с метрологическими и техническими характеристиками, нормированными в составе расходомеров-счётчиков ультразвуковых модельного ряда ИРВИС.

3.2 Сокращения

В настоящей инструкции применены следующие сокращения:

ВПИ – верхний предел измерений;

ИУ – измерительный участок;

ПП – первичный(е) преобразователь(и) расходомера-счетчика;

ППД – первичный преобразователь давления;

ППР – первичный преобразователь расхода;

ППТ – первичный преобразователь температуры;

ПЭП – пьезоэлектрический преобразователь;

СИ – средство(а) измерений;

УИРГ – узел измерений объёмного расхода и объёма газа;

УПП – устройство подготовки потока (формирователь потока).

3.3 Обозначения

В настоящей инструкции применены следующие обозначения:

Q_c – объёмный расход газа, приведенный к стандартным условиям, $м^3/с$;

Q_p – объёмный расход газа при рабочих условиях, $м^3/с$;

V_c – объём газа, приведенный к стандартным условиям, $м^3$;

V_p – объём газа при рабочих условиях, $м^3$;

δ_y – относительная погрешность результата измерений величины y, %;

DN – номинальный внутренний диаметр (условный проход) мм;

$D_{тр}$ – внутренний диаметр трубопровода, мм.

Остальные обозначения указаны непосредственно в тексте.

Индексы, входящие в условные обозначения величин, обозначают следующее:

наиб – наибольшее значение;

наим – наименьшее значение;

пер – переходное значение.

Примечание – «$\bar{}$» (знак над обозначением величины) – среднее значение величины или значение, рассчитанное по средним значениям величин.

3.4 При измерениях объёмного расхода и объёма газа допускается применять наравне с единицами величин, указанными в настоящей инструкции, другие единицы, допущенные к применению в РФ и установленные Положением [2] и ГОСТ 8.417, а также десятичные кратные и дольные единицы.

4 ТРЕБОВАНИЯ К ПОКАЗАТЕЛЯМ ТОЧНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ

Доверительные границы при доверительной вероятности 95 % относительной погрешности измерений объёмного расхода и объёма газа, приведенных к стандартным условиям, по данной методике в зависимости от уровня точности не должны превышать значений, приведённых в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Показатели точности измерений

Q_c, м³/ч	Уровень точности измерений				
	А	Б	В	Г	Д
	δ_{V_c} или δ_{Q_c}, %				
Свыше 10^5	±0,75	±1,0	±1,5	–	±5,0
Свыше $2 \cdot 10^4$ до 10^5 включ.	±0,75	±1,0	±1,5	–	±5,0
Свыше 10^3 до $2 \cdot 10^4$ включ.	±1,0	±2,0	±2,5	–	±5,0
От 150 до 10^3 включ.	±2,0	±2,5	±3,0	±3,0	±6,0
Менее 150 включ.	±2,5	±3,0	±4,0	±4,0	±8,0

Примечание – Уровень точности выбирается в зависимости от установленных норм точности для измерения объёмного расхода и объёма конкретного газа.

5 ТРЕБОВАНИЯ К СРЕДСТВАМ ИЗМЕРЕНИЙ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫМ УСТРОЙСТВАМ

При выполнении измерений применяют СИ утверждённого типа.

5.1 **СИ объёмного расхода (объёма) газа**

Расходомеры-счётчики ультразвуковые модельного ряда ИРВИС (далее – расходомер-счетчик).

5.1.1 Расходомеры-счетчики имеют модификации, отличающиеся конструкцией ПП и способом монтажа. Конструктивное исполнение расходомеров-счетчиков в зависимости от модификаций представлено в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Конструктивное исполнение расходомеров-счетчиков

Модификации	Конструкция
ИРВИС-Ультра-Пп, ИРВИС-Ультра-Пп-К, ИРВИС-Ультра-Пп-Д	Полнопроходная/специальная
ИРВИС-Ультра-Пр, ИРВИС-Ультра-моноПр	Погружная
ИРВИС-Ультра-Вр	Врезная

Расходомеры-счетчики в зависимости от модификации и конструктивного исполнения состоят из ПП, блока интерфейса и питания, соединительного кабеля, шлюзовой камеры (для модификаций ИРВИС-Ультра-Пр, ИРВИС-Ультра-Вр и ИРВИС-Ультра-моноПр), а также ИУ и УПП. В составе расходомера-счетчика может быть до четырех ПП и блоков интерфейса и питания.

ПП расходомера-счетчика состоит из ППР, ППД, ППТ и блока преобразователя-усилителя. ППД и ППТ интегрированы в расходомер-счетчик и/или могут быть самостоятельными СИ утвержденного типа.

ППР в рамках модификаций и конструктивных исполнений могут иметь несколько типоразмеров.

В состав расходомера-счетчика могут опционально входить резервные (дублирующие) ППД и ППТ, устанавливаемые в корпус ПП или в трубопровод после расходомера-счетчика, и/или дополнительные ППД и ППТ, применяемые при измерениях параметров окружающей среды. Резервные и дополнительные ППД и ППТ могут быть подключены к отдельным блокам преобразователей-усилителей.

Диапазоны измерений температуры, °С:

а) газа:

- от минус 40 до 60 (стандартное исполнение);
- от минус 40 до 70 (специальное исполнение);
- от минус 40 до 450 (специальное исполнение);

б) окружающей среды* – от минус 40 до 60.

Диапазон измерений абсолютного давления газа от 0,05 до 16 МПа.

Диапазон измерений атмосферного давления окружающей среды* от 84 до 106,7 кПа.

Диапазон измерений объемного расхода газа зависит от модификации и типоразмера расходомера-счетчика, а также параметров газа и определяется по приложению А1 эксплуатационной документации [3].

Для модификаций ИРВИС-Ультра-Пп, ИРВИС-Ультра-Пп-К, ИРВИС-Ультра-Пп-Д и ИРВИС-моноПр температуру газа измеряют ППТ, установленным в корпусе ПП. Отбор давления газа для ППД выполняют через отверстие, размещенное в корпусе ПП.

Требования к местам размещения ППТ и ППД в корпусе ПП, форме отверстий, глубине и углу погружения чувствительного элемента ППТ, диаметрам погружных элементов и т.п. установлены конструкторской документацией изготовителя и подтверждены результатами проведённых испытаний в целях утверждения типа СИ.

В справочном приложении А приведены примеры схем размещения интегрированных ППТ и ППД в корпусе ПП.

5.1.2 Внутренние сечения проточной части расходомеров-счетчиков модификаций ИРВИС-Ультра-Пп и ИРВИС-Ультра-Пп-К в месте расположения ПЭП могут иметь круглую и специальную форму. Примеры проточной части специальной формы приведены в приложении Б.

5.1.3 Пределы допускаемой относительной погрешности расходомера-счетчика при измерении объёмного расхода (объёма) газа при рабочих условиях приведены в таблице 5.2.

* Опционально.

Таблица 5.2 – Пределы допускаемой относительной погрешности расходомера-счетчика при измерении объёмного расхода (объёма) газа при рабочих условиях

Модификация	δ_{oQ_p}, % Исполнение обычной точности	$\delta_{пQ_p}$, % Исполнение повышенной точности
ИРВИС-Ультра-Пп, ИРВИС-Ультра-Пп-К, ИРВИС-Ультра-Пп-Д		
При 1 паре ПЭП		
$Q_{наим} < Q \le Q_{пер}$	$\pm(0{,}9+3{,}6 \cdot X_Q)$	$\pm(0{,}8+3{,}2 \cdot X_Q)$
$Q_{пер} < Q \le Q_{наиб}$	±0,9	±0,8
При 2 парах ПЭП		
$Q_{наим} < Q \le Q_{пер}$	$\pm(0{,}8+2{,}2 \cdot X_Q)$	$\pm(0{,}6+1{,}9 \cdot X_Q)$; при имитационной поверке: $\pm(0{,}7+2{,}3 \cdot X_Q)$
$Q_{пер} < Q \le Q_{наиб}$	±0,8	±0,6; при имитационной поверке: ±0,7
При 3 парах ПЭП		
$Q_{наим} < Q \le Q_{пер}$	$\pm(0{,}7+1{,}8 \cdot X_Q)$	$\pm(0{,}55+1{,}45 \cdot X_Q)$; при имитационной поверке: $\pm(0{,}7+1{,}8 \cdot X_Q)$
$Q_{пер} < Q \le Q_{наиб}$	±0,7	±0,55; при имитационной поверке: ±0,7
При 4 парах ПЭП		
$Q_{наим} < Q \le Q_{пер}$	$\pm(0{,}6+1{,}4 \cdot X_Q)$; при имитационной поверке: $\pm(0{,}7+1{,}8 \cdot X_Q)$	$\pm(0{,}5+1{,}0 \cdot X_Q)$; при имитационной поверке: $\pm(0{,}7+1{,}3 \cdot X_Q)$
$Q_{пер} < Q \le Q_{наиб}$	±0,6; при имитационной поверке: ±0,7	±0,5; при имитационной поверке: ±0,7
При 4 парах ПЭП (при 3 активных лучах)		
$Q_{наим} < Q \le Q_{пер}$	$\pm(0{,}8+1{,}7 \cdot X_Q)$	$\pm(0{,}7+1{,}3 \cdot X_Q)$
$Q_{пер} < Q \le Q_{наиб}$	±0,8	±0,7
При 8 парах ПЭП		
$Q_{наим} < Q \le Q_{пер}$	$\pm(0{,}5+1{,}0 \cdot X_Q)$; при имитационной поверке: $\pm(0{,}7+1{,}3 \cdot X_Q)$	–
$Q_{пер} < Q \le Q_{наиб}$	±0,5; при имитационной поверке: ±0,7	–
При 8 парах ПЭП (при 6 или7 активных лучах)		
$Q_{наим} < Q \le Q_{пер}$	$\pm(0{,}7+1{,}3 \cdot X_Q)$	–
$Q_{пер} < Q \le Q_{наиб}$	±0,7	–
ИРВИС-Ультра-Вр		
При 1 паре ПЭП		
$Q_{наим} < Q \le Q_{пер}$	$\pm(1{,}2+5{,}3 \cdot X_Q)$	–
$Q_{пер} < Q \le Q_{наиб}$	±1,2	–
При 2 парах ПЭП		
$Q_{наим} < Q \le Q_{пер}$	$\pm(1{,}1+3{,}4 \cdot X_Q)$	–
$Q_{пер} < Q \le Q_{наиб}$	±1,1	–
При 3 парах ПЭП		

Модификация	$\delta_{оQ_р}$, % Исполнение обычной точности	$\delta_{пQ_р}$, % Исполнение повышенной точности
$Q_{наим} < Q \le Q_{пер}$	$\pm(0{,}9+3{,}1\cdot X_Q)$	–
$Q_{пер} < Q \le Q_{наиб}$	±0,9	–
При 4 парах ПЭП		
$Q_{наим} < Q \le Q_{пер}$	$\pm(0{,}75+2{,}75\cdot X_Q)$	–
$Q_{пер} < Q \le Q_{наиб}$	±0,75	–
ИРВИС-Ультра-моноПр		
$Q_{наим} < Q \le Q_{пер}$	$\pm(0{,}9+3{,}6\cdot X_Q)$	–
$Q_{пер} < Q \le Q_{наиб}$	±0,9	–
ИРВИС-Ультра-Пр		
$Q_{наим} < Q \le Q_{пер}$	$\pm(1{,}4+5{,}1\cdot X_Q)$	–
$Q_{пер} < Q \le Q_{наиб}$	±1,4	–

Примечания

1 $X_Q = \dfrac{Q_{пер} - Q}{Q_{пер} - Q_{наим}} \cdot \dfrac{Q_{наим}}{Q}$, где Q – измеренное значение объёмного расхода газа при рабочих условиях, м³/ч.

2 Значения, $Q_{наим}$, $Q_{пер}$ и $Q_{наиб}$ зависят от параметров состояния и физико-химических параметров газа и определяются в соответствии с приложением А1 эксплуатационной документации [3] с применением программного комплекса «ИРВИС-ТП», программного обеспечения «ISOft», программного комплекса «Расходомер ИСО» или иного программного обеспечения, соответствующего настоящей инструкции.

3 Допускается использовать иные значения и вариации относительной погрешности измерений объемного расхода (объёма) газа при рабочих условиях при условии, что показатели точности не превышают значений, установленных для соответствующего уровня точности измерений по таблице 4.1.

5.1.4 Пределы допускаемой основной относительной погрешности расходомера-счетчика при измерении объемного расхода (объёма) газа, приведённого к стандартным условиям с учетом погрешностей измерения объемного расхода при рабочих условиях, абсолютного давления и температуры газа и вычисления коэффициента сжимаемости газа, без учета погрешностей, обусловленных методом расчета коэффициента сжимаемости и плотности газа и погрешности определения компонентного состава газа, приведены в таблице 5.3

Таблица 5.3 – Пределы допускаемой основной относительной погрешности расходомера-счетчика при измерении объемного расхода (объёма) газа, приведённого к стандартным условиям

Модификация	δ_{oQ_c}, % Исполнение обычной точности	$\delta_{пQ_c}$, % Исполнение повышенной точности
ИРВИС-Ультра-Пп, ИРВИС-Ультра-Пп-К, ИРВИС-Ультра-Пп-Д		
При 1 паре ПЭП		
$Q_{наим} < Q \le Q_{пер}$	$\pm(1{,}0+4\cdot X_Q)$	$\pm(0{,}9+3{,}6\cdot X_Q)$
$Q_{пер} < Q \le Q_{наиб}$	±1,0	±0,9
При 2 парах ПЭП		
$Q_{наим} < Q \le Q_{пер}$	$\pm(1{,}0+2{,}5\cdot X_Q)$	$\pm(0{,}75+2{,}25\cdot X_Q)$; при имитационной поверке: $\pm(0{,}8+2{,}7\cdot X_Q)$
$Q_{пер} < Q \le Q_{наиб}$	±1,0	±0,75; при имитационной поверке: ±0,8
При 3 парах ПЭП		
$Q_{наим} < Q \le Q_{пер}$	$\pm(0{,}8+2{,}2\cdot X_Q)$	$\pm(0{,}7+1{,}8\cdot X_Q)$; при имитационной поверке: $\pm(0{,}8+2{,}2\cdot X_Q)$
$Q_{пер} < Q \le Q_{наиб}$	±0,8	±0,7; при имитационной поверке: ±0,8
При 4 парах ПЭП		
$Q_{наим} < Q \le Q_{пер}$	$\pm(0{,}7+1{,}8\cdot X_Q)$; при имитационной поверке: $\pm(0{,}8+2{,}2\cdot X_Q)$	$\pm(0{,}65+1{,}35\cdot X_Q)$; при имитационной поверке: $\pm(0{,}8+1{,}7\cdot X_Q)$
$Q_{пер} < Q \le Q_{наиб}$	±0,7; при имитационной поверке: ±0,8	±0,65; при имитационной поверке: ±0,8
При 4 парах ПЭП (при 3 активных лучах)		
$Q_{наим} < Q \le Q_{пер}$	$\pm(0{,}9+2{,}1\cdot X_Q)$	$\pm(0{,}7+1{,}8\cdot X_Q)$
$Q_{пер} < Q \le Q_{наиб}$	±0,9	±0,8
При 8 парах ПЭП		
$Q_{наим} < Q \le Q_{пер}$	$\pm(0{,}7+1{,}8\cdot X_Q)$; при имитационной поверке: $\pm(0{,}8+2{,}2\cdot X_Q)$	–
$Q_{пер} < Q \le Q_{наиб}$	±0,7; при имитационной поверке: ±0,8	–
При 8 парах ПЭП (при 6 или7 активных лучах)		
$Q_{наим} < Q \le Q_{пер}$	$\pm(0{,}9+2{,}1\cdot X_Q)$	–
$Q_{пер} < Q \le Q_{наиб}$	±0,9	–
ИРВИС-Ультра-Вр		
При 1 паре ПЭП		
$Q_{наим} < Q \le Q_{пер}$	$\pm(1{,}5+5{,}5\cdot X_Q)$	–
$Q_{пер} < Q \le Q_{наиб}$	±1,5	–
При 2 парах ПЭП		
$Q_{наим} < Q \le Q_{пер}$	$\pm(1{,}25+3{,}75\cdot X_Q)$	–
$Q_{пер} < Q \le Q_{наиб}$	±1,25	–

Модификация	δ_{oQ_c}, % Исполнение обычной точности	$\delta_{пQ_c}$, % Исполнение повышенной точности
При 3 парах ПЭП		
$Q_{наим} < Q \le Q_{пер}$	$\pm(1{,}0+3{,}0\cdot X_Q)$	–
$Q_{пер} < Q \le Q_{наиб}$	±1,0	–
При 4 парах ПЭП		
$Q_{наим} < Q \le Q_{пер}$	$\pm(0{,}9+2{,}1\cdot X_Q)$	–
$Q_{пер} < Q \le Q_{наиб}$	±0,9	–
ИРВИС-Ультра-моноПр		
$Q_{наим} < Q \le Q_{пер}$	$\pm(1{,}0+4{,}0\cdot X_Q)$	–
$Q_{пер} < Q \le Q_{наиб}$	±1,0	–
ИРВИС-Ультра-Пр		
$Q_{наим} < Q \le Q_{пер}$	$\pm(1{,}8+5{,}2\cdot X_Q)$	–
$Q_{пер} < Q \le Q_{наиб}$	±1,8	–

Примечания

1 $X_Q = \dfrac{Q_{пер} - Q}{Q_{пер} - Q_{наим}} \cdot \dfrac{Q_{наим}}{Q}$, где Q – измеренное значение объёмного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, м³/ч.

2 Значения, $Q_{наим}$, $Q_{пер}$ и $Q_{наиб}$ зависят от параметров состояния и физико-химических параметров газа и определяются в соответствии с приложением А1 эксплуатационной документации [3] с применением программного комплекса «ИРВИС-ТП», программного обеспечения «ISOft», программного комплекса «Расходомер ИСО» или иного программного обеспечения, соответствующего настоящей инструкции.

3 Допускается использовать иные значения и вариации относительной погрешности измерений объемного расхода (объёма) газа, приведённого к стандартным условиям с учетом погрешностей измерения объемного расхода при рабочих условиях, абсолютного давления и температуры газа и вычисления коэффициента сжимаемости газа, без учета погрешностей, обусловленных методом расчета коэффициента сжимаемости и плотности газа и погрешности определения компонентного состава газа при условии, что показатели точности не превышают значений, установленных для соответствующего уровня точности измерений по таблице 4.1.

5.1.5 Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении абсолютного давления ±0,25 %; для специального исполнения $\pm(0{,}1+0{,}01\cdot P_{наиб}/P)$ % (где $P_{наиб}$ – верхний предел измерений давления, МПа; P – значение абсолютного давления, МПа).

5.1.6 Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении температуры газа ±0,25 %.

5.1.7 Пределы допускаемой относительной погрешности при вычислении объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям (массы) газа, обусловленной алгоритмом вычислений и его программной реализацией ±0,01 %.

5.1.8 Пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных сигналов сопротивления ±0,1 %.

5.1.9 Пределы допускаемой относительной погрешности преобразования цифровых сигналов в выходные аналоговые (токовые) ±0,2 %.

5.1.10 Пределы допускаемой относительной погрешности преобразования значения расхода газа в частотный выходной сигнал равны ±0,05 %.

5.1.11 Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении интервала времени и счетчика времени наработки ±0,01 %.

5.1.12 Пределы дополнительной относительной погрешности при измерении объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, с учетом погрешностей измерения объемного расхода при рабочих условиях, давления, температуры и вычисления коэффициента сжимаемости, без учета погрешности метода расчета коэффициента сжимаемости, плотности и погрешности определения компонентного состава, от влияния изменения температуры окружающей среды от (20±5) °С в рабочем диапазоне температур на каждые 10 °С составляют ±0,1 %.

5.1.13 Условия эксплуатации расходомеров-счетчиков.

Диапазон изменения температуры окружающей среды, °С:

а) для ПП:

- стандартное исполнение от минус 40 до 60;
- специальное исполнение от минус 40 до 70;

б) для блока интерфейса и питания:

- стандартное исполнение от минус 10 до 45;
- специальное исполнение от минус 10 до 70 и от минус 40 до 45.

Относительная влажность не более (95±3) %, при температуре 35 °С.

Атмосферное давление от 84 до 106,7 кПа.

5.1.14 Монтаж и эксплуатация расходомеров-счетчиков должны соответствовать требованиям эксплуатационной документации [3].

5.1.15 ИУ представляют собой секции трубопровода определенной длины, прямой или специальной формы, предназначенные для подготовки (нормализации) потока с целью обеспечения корректности измерений, выполняемых расходомерами-счетчиками. В состав ИУ могут входить УПП модификаций «Турбулизатор-У», «Турбулизатор-У-Эндо», «Турбулизатор-ШГ», «Турбулизатор-ШГ-Эндо».

Контроль технического состояния УПП модификаций «Турбулизатор-У-Эндо» и «Турбулизатор-Шг-Эндо» осуществляется визуальным методом с применением встроенного эндоскопа (окуляров) в соответствии с эксплуатационной документацией [3].

Контроль технического состояния УПП модификаций «Турбулизатор-У» и «Турбулизатор-Шг» осуществляют по результатам измерений суммарных потерь давления на УПП совместно с ПП согласно эксплуатационной документации [3].

Контроль технического состояния УПП модификаций «Турбулизатор-У» и «Турбулизатор-Шг» выполняют периодически с интервалом, установленным согласно графику работ по техническому обслуживанию.

На УИРГ с максимальным избыточным давлением газа не более 0,005 МПа (согласно [4] соответствующего классификации газопровода «Низкое») контроль технического состояния УПП по результатам измерений суммарных потерь давления не проводят.

5.1.16 При монтаже расходомера-счетчика стрелка на корпусе ПП должна совпадать с направлением потока газа.

5.1.17 Требования к длинам ИУ трубопровода до и после ПП, допустимые смещения осей расходомера-счетчика и прилегающих к нему ИУ трубопровода, а также допустимые

отклонения прилегающих к расходомеру-счетчику ИУ трубопровода от номинального внутреннего диаметра приведены в эксплуатационной документации [3].

Абсолютная погрешность результатов измерений длин прямолинейных ИУ не должна превышать ±1 мм.

Относительная погрешность измерения внутренних диаметров не должна превышать ±0,1 %.

5.1.17.1 Контроль размеров ИУ трубопровода без УПП

Средний внутренний диаметр ИУ трубопровода, расположенного перед и после ПП, определяют как среднее арифметическое результатов измерений в двух поперечных к оси трубопровода сечениях (перед – D_1, D_2; после – D_3, D_4) согласно приложению В настоящей инструкции, а в каждом из этих сечений – не менее чем в четырех диаметральных направлениях, расположенных приблизительно под одинаковым углом друг к другу.

Для выполнения требований к допустимым отклонениям внутреннего диаметра ИУ трубопровода от номинального внутреннего диаметра ПП, установленных эксплуатационной документацией [3], допускается сопрягать ПП с ИУ трубопровода путём применения конических переходов, выполненных во фланцах ИУ трубопровода с углом конуса α, не более 20° (см. рисунок 1).

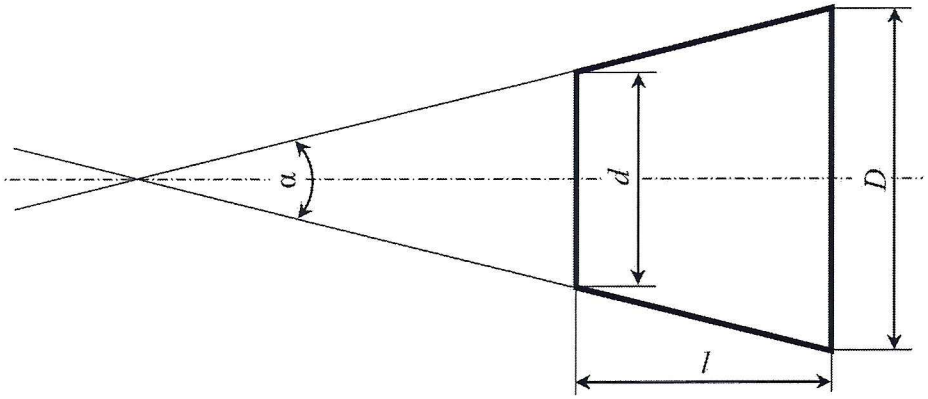


Рисунок 1 – Конический переход

Примечание – Угол конуса α: угол между образующими в продольном сечении конуса.

5.1.17.2 Контроль размеров ИУ трубопровода с УПП

Длина УПП должна соответствовать эксплуатационной документации [3].

Средний внутренний диаметр фланца УПП, прилегающего к ПП (вариант 2, 3 приложения В настоящей инструкции), определяют как среднее арифметическое результатов измерений в четырех диаметральных направлениях, расположенных приблизительно под одинаковым углом друг к другу.

Результаты каждого измерения внутреннего диаметра ИУ трубопровода приводят к температуре 20 °С, D_{20}, мм по формуле:

$$D_{20} = \frac{D}{1 + \alpha_t \cdot (t - 20)}, \quad (5.1)$$

где D – измеренное значение внутреннего диаметра ИУ трубопровода, мм;

α_t – температурный коэффициент линейного расширения материала трубопровода;

t – температура, при которой проводились измерения внутреннего диаметра трубопровода, °С.

Значение температурного коэффициента линейного расширения для различных материалов трубопровода рассчитывают по приложению Г ГОСТ 8.586.1.

Результаты измерений должны соответствовать требованиям эксплуатационной документации [3].

5.1.18 Перед монтажом расходомера-счетчика необходимо убедиться в отсутствии во внутренней полости ИУ трубопровода механических загрязнений (ржавчина, окалина, пыль, песок и т.п.).

5.1.19 Для модификаций ИРВИС-Ультра-Вр и ИРВИС-Ультра-Пр внутренний диаметр трубопровода в сечениях врезки $А_1$ и $А_2$ (см. рисунок 2а и 2б) допускается определять путем его вычисления[1)] по результатам измерений наружного диаметра и толщины стенки (рисунок 3).

Среднее значение наружного диаметра трубопровода определяют как среднее арифметическое результатов измерений наружного диаметра в диаметральных направлениях, указанных на рисунках 2*а* и 2*б* и обозначенных символами $Б_1$, $Б_2$, $Б_3$ и $Б_4$, в сечениях $А_1$ и $А_2$, перпендикулярных оси трубопровода.

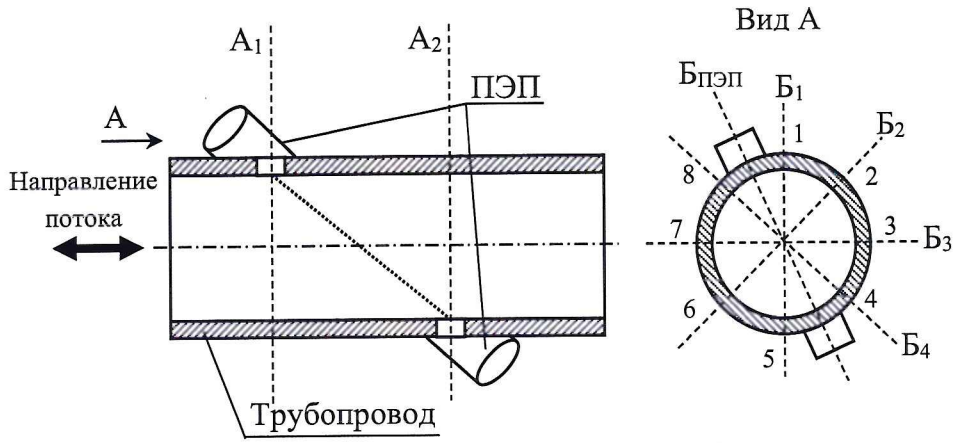


Рисунок 2*а* – Сечения трубопровода и диаметральные направления, в которых выполняют измерения наружного диаметра и толщины стенки трубопровода для модификации ИРВИС-Ультра-Вр

[1)] Определяют как разность между измеренным с помощью штангенциркуля с соответствующей длиной губок значением наружного диаметра трубопровода в каждом диаметральном направлении и значением суммы толщин стенок трубопровода, измеренных в двух противоположных точках в местах соприкосновения губок штангенциркуля с наружной поверхностью трубопровода.

Для модификации ИРВИС-Ультра-Пр с внутренним диаметром трубопровода более 0,3 м допускается определять внутренний диаметр трубопровода измерением наружного периметра и толщины стенки трубопровода.

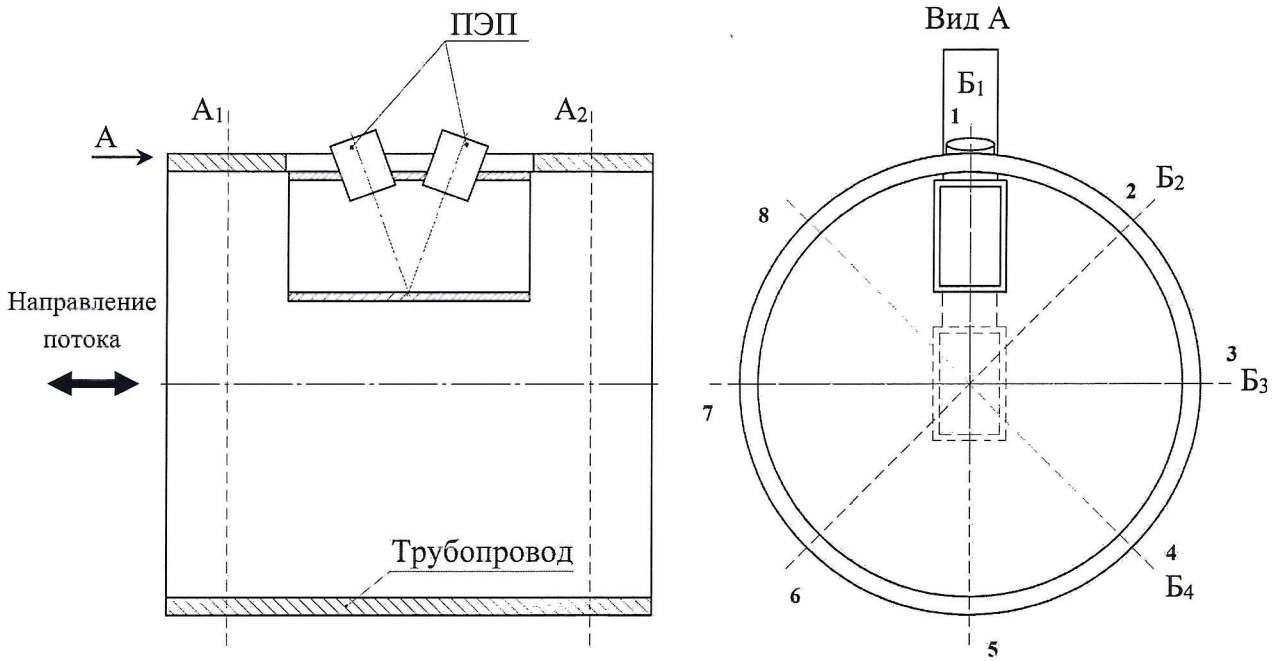


Рисунок 2*б* – Сечения трубопровода и диаметральные направления, в которых выполняют измерения наружного диаметра и толщины стенки трубопровода для модификации ИРВИС-Ультра-Пр

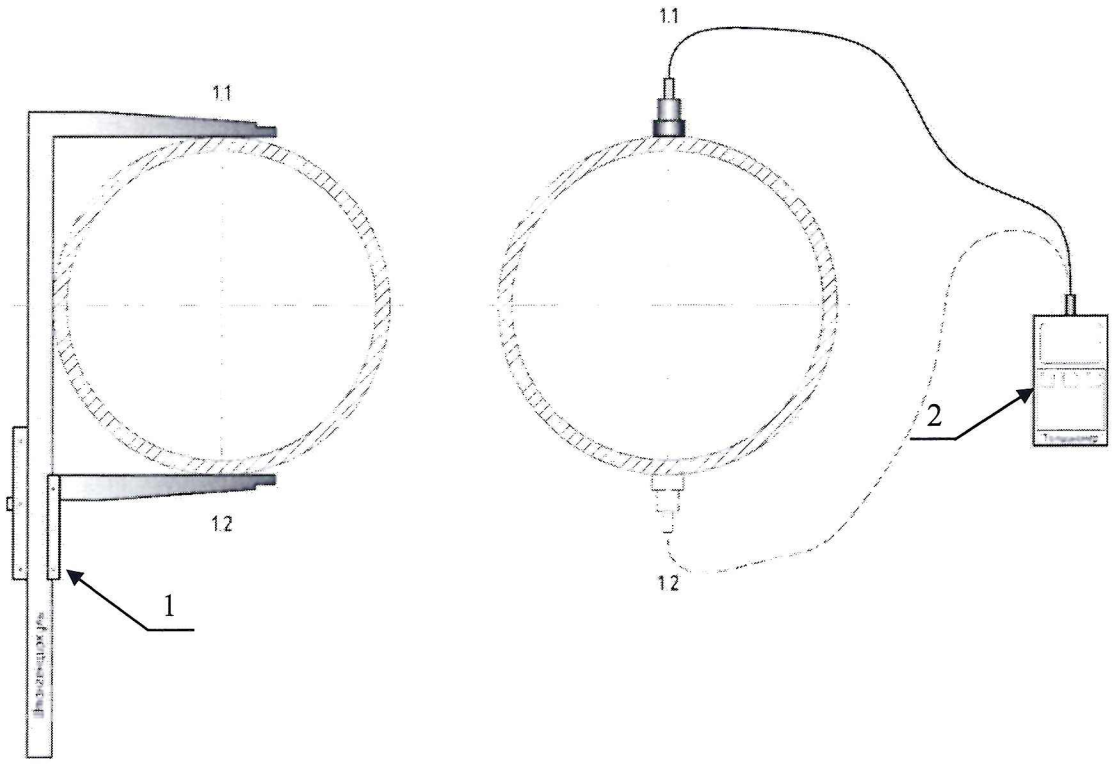


Рисунок 3 – Пример проведения измерений наружного диаметра и толщины стенки трубопровода
1 – штангенциркуль; 2 – толщиномер ультразвуковой

Результаты каждого измерения внутреннего и наружного диаметров трубопровода приводят к температуре 20 °С по формуле (5.1).

Погрешность СИ при измерении наружного диаметра и толщины стенки трубопровода выбирают исходя из необходимости соблюдения условия:

$$\sqrt{\left(\frac{D_{\text{нар}}}{DN}\right)^2 \cdot \delta^2_{D_{\text{нар}}} + 4 \cdot \left(\frac{h}{DN}\right) \cdot \delta^2_h} \le 0{,}1\ \%, \qquad (5.2)$$

где $D_{\text{нар}}$ – наружный номинальный диаметр трубопровода, мм;

h – номинальная толщина стенки трубопровода, мм;

$\delta^2_{D_{\text{нар}}}$, δ^2_h – относительная погрешность СИ, применяемых для определения наружного диаметра и толщины стенки трубопровода, соответственно.

5.1.20 При проведении сварочно-монтажных работ использование расходомера-счетчика как шаблона запрещено.

5.1.21 При монтаже расходомера-счетчика вблизи источников тепла корпус ПП не должен подвергаться нагреву свыше 60 °С при этом разность температур измеряемого газа и окружающего воздуха не должна превышать 40 °С, в противном случае необходимо предусмотреть теплоизоляцию ПП и прилегающих участков трубопровода на расстоянии не менее 5*DN* до и после ПП.

5.2 **СИ абсолютного давления**

Измерения абсолютного давления газа допускается проводить с применением СИ абсолютного давления, относительные погрешности измерений которых в зависимости от уровня точности измерений не должны превышать значений, приведенных в таблице 5.7.

Таблица 5.4 – Относительные погрешности измерений СИ абсолютного давления и температуры

Наименование определяемой величины	Относительная погрешность, %, для уровня точности измерений				
	А	Б	В	Г	Д
	δ_{V_c} или δ_{Q_c}, %				
Абсолютное давление газа	±0,25	±0,30	±0,90	±1,7	±2,5
Температура газа	±0,25	±0,30	±0,50	±0,75	±1,0

5.2.1 СИ абсолютного давления могут иметь аналоговый и/или цифровой выходные сигналы.

5.2.2 Для уровней точности измерений А и Б с целью минимизации влияния температуры окружающей среды на результаты измерения давления, рекомендуется СИ абсолютного давления устанавливать в помещении или в утепленном обогреваемом шкафу с температурой (20±10) °С.

5.2.3 При отборе давления газа через отверстие, размещенное на прямолинейном участке трубопровода в качестве запорной арматуры для монтажа СИ абсолютного давления, применяют игольчатые клапаны или шаровые краны.

Примечание – Применение игольчатых клапанов допустимо только при непосредственном сопряжении с СИ абсолютного давления.

При отборе давления газа через отверстие, выполненное на прямолинейном участке трубопровода после ПП, необходимо соблюдать требования эксплуатационной документации [3].

При отборе давления на прямолинейном участке трубопровода необходимо соблюдение следующих требований:

- между точкой отбора давления и ППР должны отсутствовать местные сопротивления;
- расстояние от точки отбора давления до ближайшего местного сопротивления должно быть не менее 1,5*DN*;
- площадь проходного сечения шарового крана должна быть больше или равна площади отверстия монтажной детали и не менее 50 % площади сечения соединительной трубки;
- отверстие для отбора давления должно быть круглым и цилиндрическим по всей его длине;
- диаметр отверстия должен быть не более $0{,}13D_{тр}$. Рекомендуется выбирать диаметр отверстия для отбора давления газа в пределах от 3 до 12 мм;
- осевая линия отверстия для отбора давления должна пересекать осевую линию трубопровода и лежать под углом (90±5)° к ней. В точке прохода через стенку отверстие должно иметь круглое сечение. Кромки должны находиться заподлицо с внутренней поверхностью стенки трубопровода и быть острыми. Зазубрины или заусенцы на внутренней кромке должны быть устранены с соблюдением минимального закругления кромки. Соответствие отверстий для отбора давления определенным требованиям может быть оценено визуальным осмотром.

5.2.4 Соединительная трубка для передачи давления от трубопровода или шарового крана к СИ абсолютного 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.

Материал соединительных трубок должен быть коррозионностойким по отношению к измеряемому газу, его конденсату и сопутствующим компонентам.

5.3 **СИ температуры**

Измерения температуры газа допускается проводить с применением СИ температуры, относительные погрешности измерений которых в зависимости от уровня точности измерений не должны превышать значений, приведенных в таблице 5.4.

5.3.1 Для измерения температуры применяют СИ температуры, номинальное значение сопротивления которых при 0 °С не менее 100 Ом.

5.3.2 При измерении температуры газа на прямолинейном участке трубопровода после ППР необходимо соблюдать требования эксплуатационной документации [3].

Ближайшее местное сопротивление, размещенное после СИ температуры, должно располагаться на расстоянии не менее 1*DN* от него.

5.3.3 На трубопроводах с *DN* до 80 мм допускается установка СИ температуры в расширителе после ППР. Расстояние от выходной ответной части ИУ трубопровода, расположенного непосредственно после ППР, до места пересечения оси СИ температуры со стенкой трубопровода должно быть в пределах от 3*DN* до 10*DN*. Чувствительный элемент

СИ температуры должен быть размещен на глубине от $0{,}3DN_р$ до $0{,}7DN_р$. Конусность перехода расширителя должна соответствовать требованиям ГОСТ 17378.

Примечание – $DN_р$ – номинальный (условный) диаметр расширителя.

Возможный вариант расположения СИ температуры в расширителе приведён на рисунке 4.

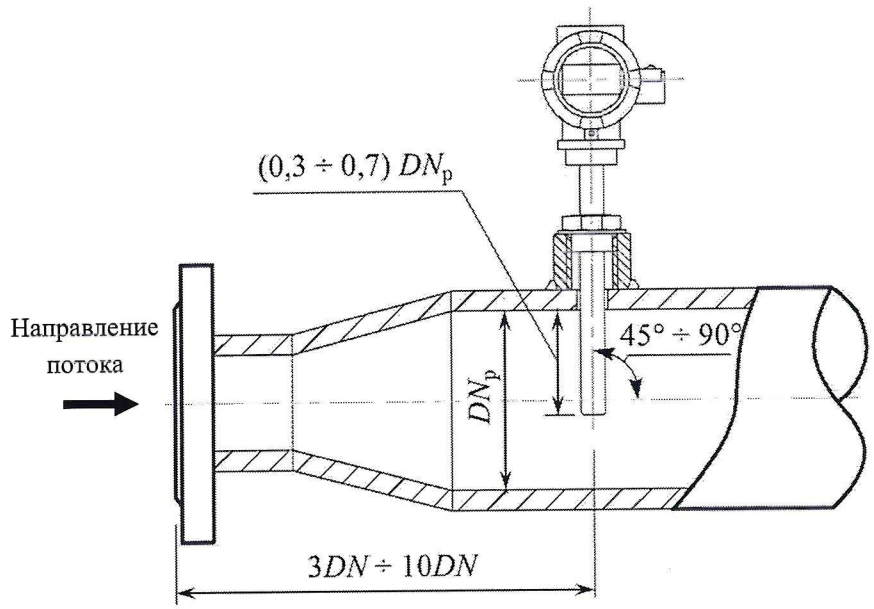


Рисунок 4 – Вариант расположения СИ температуры в расширителе

5.3.4 При монтаже СИ температуры на прямолинейном участке трубопровода следует соблюдать требования 9.2.4.3 – 9.2.4.5 ГОСТ 8.611.

5.3.5 Применение показывающих стрелочных термометров погружного типа для осуществления визуального контроля[1)] температуры газа допустимо при условии монтажа на участке трубопровода после ППР с соблюдением требований, приведенных в приложении Г настоящей инструкции.

5.4 СИ перепада давления

СИ перепада давления могут быть применены для проверки чистоты внутренней поверхности УПП.

Рекомендуется, чтобы относительная погрешность СИ перепада давления при измерении суммарного контрольного значения потерь давления на УПП с учетом допустимого превышения $\Delta P_{сум_{доп}}$, не превышала ±10 %.

Места отбора давления на СИ перепада давления должны располагаться на расстояниях, как показано на рисунке 5.

[1)] Результаты контроля к применению в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений не допустимы.

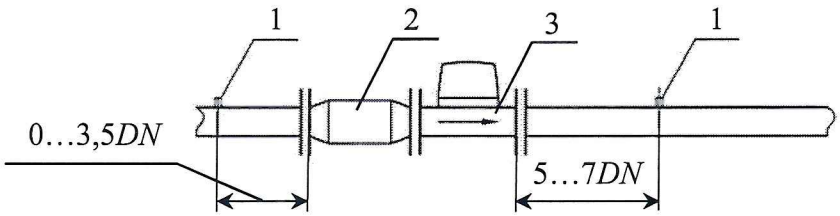


Рисунок 5 – Места для отбора давления на СИ перепада давления
1 – место отбора давления; 2 – УПП; 3 – ПП расхода

Требования к геометрическим размерам и форме отверстий для измерения перепада давления, к их расположению на трубопроводе, а также к соединительным трубкам для подключения СИ перепада давления идентичны требованиям 5.2.3 – 5.2.4 настоящей инструкции.

5.5 Диапазоны измерений применяемых СИ должны перекрывать диапазоны изменения значений измеряемого параметра газа.

5.6 СИ должны быть поверены. Согласно [5] сведения о положительных результатах поверки должны быть включены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

6 МЕТОД ИЗМЕРЕНИЙ

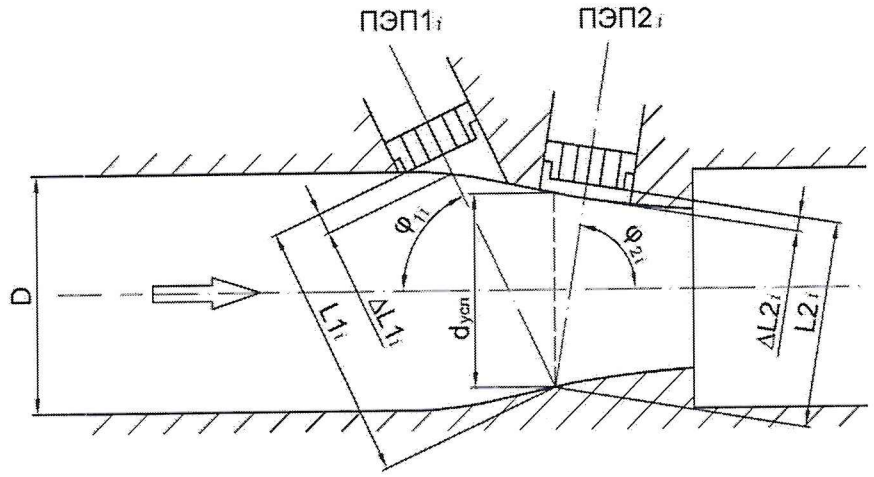
6.1 Принцип метода измерений

Измерение объема газа, приведенного к стандартным условиям, выполняется косвенным методом динамических измерений, который основан на измерении с помощью расходомера-счетчика объемного расхода (объема) газа при рабочих условиях и его приведении к стандартным условиям.

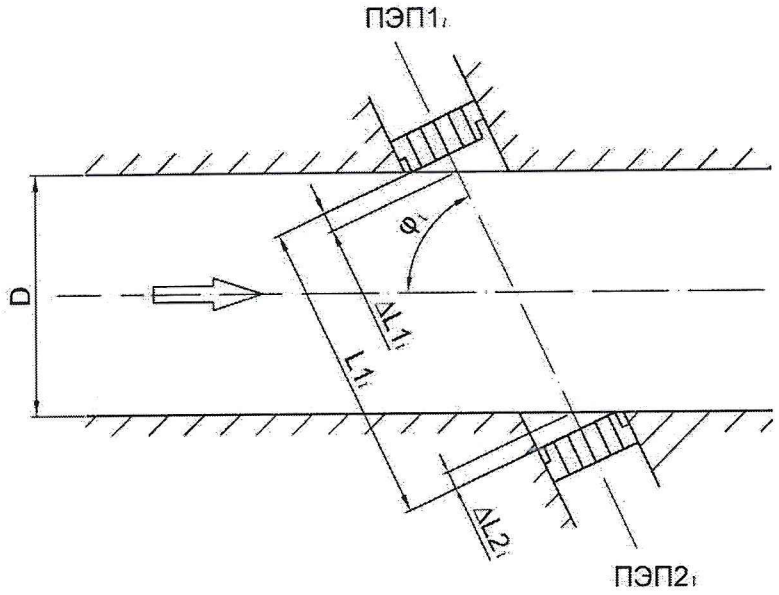
6.1.1 Принцип действия расходомеров-счетчиков основан на измерении разности времени прохождения ультразвуковых импульсов по направлению движения потока газа и против него. Возбуждение импульсов производится пьезоэлектрическими преобразователями, установленными на измерительном участке трубопровода, в котором производится измерение расхода газа.

Одна или несколько пар ПЭП (лучей) работают попеременно в режиме приемник-излучатель и обеспечивают излучение и прием ультразвуковых импульсов. Движение газа вызывает изменение времени прохождения ультразвуковых импульсов по потоку и против него. Разность времени прямого и обратного прохождения ультразвуковых импульсов пропорциональна скорости потока среды. Интегрированием скорости среды по площади поперечного сечения трубопровода осуществляется переход к объемному расходу. Учет знака разности времени прохождения ультразвуковых колебаний позволяет измерять расход и накопленный объем газа как в прямом, так в обратном направлениях.

6.1.2 Измерительные схемы модификации ИРВИС-Ультра-Пп приведены на рисунке 6. В углублениях под ПЭП, выполненных в корпусе ПП, измеряемая среда условно принимается неподвижной, а время прохождения ультразвукового импульса приводится к его прохождению в потоке. При приведении принимается, что на пути луча скорость распространения звука в углублениях и в потоке одинакова.



а



б

Рисунок 6 – Измерительные схемы ИРВИС-Ультра-ПП:
а – V-образная с каналом специальной формы; *б* – диагональная

Примечание – D – диаметр ППР, м; $d_{усл}$ – условный диаметр измерительного сечения, м; L1*i*, L2*i* – путь и участки пути луча между торцами ПЭП1*i* и ПЭП2*i*; φ_i, φ_{1i}, φ_{2i} – углы наклона ПЭП относительно оси ППР (для V-образной схемы $\varphi_i = (\varphi_{1i} + \varphi_{2i})/2$); ΔL1*i*, ΔL2*i* – концевые поправки пути луча; *i* – номер луча.

При V-образной схеме (рисунок 6*а*), приемники/излучатели ПЭП установлены на одной стороне измерительного канала ППР, а ультразвуковые колебания, прежде чем попасть на принимающий ПЭП, отражаются от противоположной стенки канала.

При диагональной схеме (рисунок 6*б*), приемники/излучатели ПЭП установлены на противоположных сторонах измерительного канала ППР.

Геометрия измерительного канала ППР может иметь специальную форму, которая позволяет снизить влияние дефектов профиля скорости от предыстории потока и управлять диапазоном измеряемых расходов.

Врезная модификация ИРВИС-Ультра-Вр отличается от полнопроходной модификации с диагональной измерительной схемой конструктивным исполнением, но схема ее проточной части соответствует схеме, представленной на рисунке *6б*. При градуировке в составе измерительной линии или ее модели с аналогичными размерами проточной части измерения выполняются по методике измерений для полнопроходной модификации. Если градуировка на поверочной установке не проводится, используется метод, приведенный ниже.

6.1.3 При измерении объемного расхода (объема) газа при рабочих условиях для каждого *i*-го акустического пути определяется средняя скорость потока газа вдоль акустического пути луча $w_г$, м/с в проекции на продольную ось ПП и скорость звука в измеряемом газе a, м/с по формулам:

$$a_i = \frac{L_i}{2}\left(\frac{1}{\tau_{1i}} + \frac{1}{\tau_{2i}}\right), \tag{6.1}$$

$$w_{гi} = \frac{L_i}{2 \cdot \cos\varphi_i} \cdot \frac{k_{\Delta\tau i}\,(\tau_{2i} - \tau_{1i}) - \Delta\tau_{кор i}}{\left(k_{\tau i}\tau_{1i} - \frac{\Delta L_i}{a}\right) \cdot \left(k_{\tau i}\tau_{2i} - \frac{\Delta L_i}{a}\right)}, \tag{6.2}$$

где a – скорость звука в измеряемом газе, м/с;

i – номер измерительного луча;

L_i – длина пути луча, м;

τ_{1i}, τ_{2i} – время прохождения ультразвукового сигнала в прямом и обратном направлении, соответственно, с;

$w_г$ – средняя скорость потока газа вдоль акустического пути луча, м/с;

$k_{\Delta\tau i}$, $k_{\tau i}$ – поправочные множители на время и разность времени прохождения луча;

$\Delta\tau_{кор i}$ – поправка на разность времени прохождения, компенсирующая уход нулей;

φ_i – угол наклона ПЭП относительно оси ПП.

6.1.4 В качестве длин путей и углов наклона ультразвуковых лучей принимаются их номинальные значения согласно конструкторской документации расходомеров-счетчиков. Фактические отклонения от номинальных значений при выпуске из производства компенсируются коэффициентом преобразования (произведение поправочного коэффициента по числу Рейнольдса на корректирующий коэффициент), определяемым при проливной градуировке расходомера-счетчика.

6.1.5 Длина пути луча между парой ПЭП определяется при выпуске или ремонте расходомера-счетчика следующим образом.

Обеспечивается отсутствие потока во внутренней полости ПП. В ПП закачивается среда, для которой имеются стандартные справочные данные (ССД или ГСССД) по вычислению скорости звука при определенном давлении и температуре с погрешностью не более 0,1 %.

Обеспечивается выдержка для установления температурного равновесия между ПП и газом внутри ПП. Измерение длины пути луча выполняется автоматически после перехода в режим корректировки длины пути луча и ввода данных о среде внутри ПП, необходимых для вычисления скорости звука.

Длина пути L, м для *i*-го луча определяется по формуле:

$$L_{i0} = \frac{2 \cdot a}{\frac{1}{\tau_{1i}} + \frac{1}{\tau_{2i}}}, \quad (6.3)$$

где a – скорость звука в ПП при усредненных условиях выполнения данной операции.

Определяются суммарные концевые поправки на длину луча по формуле:

$$\Delta L_i = L_{i0} - (L1_i + L2_i), \quad (6.4)$$

Для диагональной схемы $L2_i = 0$.

Величина ΔL_i может быть отрицательной, если ПЭП выступают в поток.

Если суммарная податливость торцов ПЭП при максимальном избыточном давлении газа в ПП превышает 0,01 % от пути луча, путь луча L_i определяется с учетом податливости по формуле:

$$L_i = L_{i0} + K_{L_p} \cdot (P_{абс} - P_{атм}), \quad (6.5)$$

где $P_{абс}$ – абсолютное давление газа в ПП, МПа;

$P_{атм}$ – абсолютное давление при определении пути луча при атмосферном давлении (принимается равным 0,1 МПа);

K_{L_p} – коэффициент суммарной податливости двух ПЭП под воздействием давления, м/МПа (определяется расчетом напряженно-деформированного состояния ПЭП).

На этапе выпуска расходомера-счетчика и при необходимости в эксплуатации выполняется коррекция нулей шкалы по каждому лучу. Для этого в заглушенном с двух сторон ПП обеспечивается отсутствие потока и выдержка для установления температурного равновесия между ПП и газом внутри ПП для максимального снижения конвективных токов. При такой процедуре вычисления скорости звука в среде не требуется, допускается проведение коррекции нулей шкалы на воздухе при обеспечении отсутствия потока.

Поправка на разность времени прохождения, компенсирующая уход нулей для *i*-го луча определяется по формуле:

$$\Delta\tau_{кор\,i} = \tau_{2i} - \tau_{1i}, \quad (6.6)$$

Коррекция нулей шкалы выполняется автоматически после перехода в режим коррекции.

6.1.6 Поправочные множители $k_{\tau i}$ и $k_{\Delta\tau i}$ компенсируют искажение траектории луча из-за сноса потоком. Следствием сноса является изменение длины акустического пути при движении луча, как по потоку, так и против потока. Из-за нелинейных эффектов средняя длина акустического пути в потоке отличается от ее значения в неподвижной среде. Искажение траектории луча под влиянием сноса потоком зависит от отношения скорости потока к скорости звука в газе, т.е. от числа Маха. В расходомере-счетчике вместо числа Маха используется связанная с числом Маха величина относительной разности времени прохождения луча, определяемая по формуле:

$$\Delta\overline{\tau_i} = \frac{\tau_{2i} - \tau_{1i}}{0{,}5\cdot(\tau_{1i} + \tau_{2i})}, \tag{6.7}$$

Зависимости поправочных множителей $k_{\tau i}$ и $k_{\Delta\tau i}$ от $\Delta\overline{\tau_i}$ определяются для каждого исполнения расходомера-счетчика при проведении типовых испытаний и заносятся в энергонезависимую память модуля электронных плат расходомера-счетчика в табличной форме. При $\Delta\overline{\tau_i} = 0$ значения обоих множителей равны 1.

6.1.7 Измеренные средние скорости потока газа вдоль акустических путей $w_г$, проверенные на достоверность и усредненные по времени, применяют для расчета расхода газа при рабочих условиях в измерительном сечении ПП. Общий расход через ПП по результатам измерений для каждого акустического пути определяется по формуле:

$$Q_р = 3600\cdot K_f \cdot \frac{\pi\cdot d_{усл.}^2}{4} \cdot w_г \cdot K_{Re} \cdot K_t \cdot K_p \cdot K_\varepsilon, \tag{6.8}$$

где K_f – корректирующий коэффициент;

$d_{усл}$ – условный диаметр сечения ППР, м;

$w_г$ – средняя скорость потока газа вдоль акустического пути луча, м/с;

K_{Re} – поправочный коэффициент по числу Рейнольдса;

K_t – коэффициент, учитывающий температурное расширение ПП;

K_p – коэффициент, учитывающий изменение размеров ПП под воздействием избыточного давления газа во внутренней полости ПП;

K_ε – коэффициент, учитывающий поправку на расширение газа в ПП (при постоянной по длине ПП площади поперечного сечения $K_\varepsilon = 1$).

6.1.7.1 Корректирующий коэффициент K_f предназначен для корректировки градуировочной зависимости ПП при поверке расходомера-счетчика. По результатам поверки K_f определяется в виде функции от среднего по лучам модифицированного числа Рейнольдса.

Для расходомеров-счетчиков с круглым проходным сечением ПП $d_{усл}$ принимается равным фактически измеренному значению внутреннего диаметра ППР, а для расходомера-счетчика с проходным сечением ПП специальной формы вычисляется по формуле эквивалентного гидравлического диаметра:

$$d_{усл} = \frac{4\cdot F}{П}, \tag{6.9}$$

где F – площадь измерительного сечения расходомера-счетчика, м^2;

П – смачиваемый периметр измерительного сечения расходомера-счетчика, м.

6.1.7.2 Поправочный коэффициент K_{Re} характеризует отношение средней по номинальному сечению скорости потока в измерительном сечении ПП к средней скорости вдоль акустического пути. Поправочный коэффициент определяется для каждого из i-го лучей в виде функции $K_{Re_i}(Re_{f_i})$. Модифицированное число Рейнольдса Re_{f_i}, вычисленное по средней скорости потока газа, измеренной вдоль акустического пути i-го луча $w_{гi}$, и условному диметру измерительного сечения ПП $d_{усл}$ определяется по формуле:

$$Re_{f_i} = \frac{\rho \cdot w_{ri} \cdot d_{усл}}{\eta}, \quad (6.10)$$

где ρ – плотность газа при рабочих условиях, кг/м^3;

η – динамическая вязкость газа при условиях измерений, Па·с.

Определение поправочного коэффициента на влияние числа Рейнольдса зависит от модификации расходомера-счетчика.

Для построения функции $K_{Re_i}(Re_{f_i})$ выполняется определение не менее 11 пар значений Re_{f_i} и K_{Re_i} в диапазоне чисел Рейнольдса, охватывающем весь диапазон измерений. Возможны следующие методы аппроксимации и/или интерполяции:

– интерполяция в логарифмической шкале по Re_f между точками;

– кусочная аппроксимация полиномом не выше второй степени в логарифмической шкале по Re_f.

Допускается усреднение зависимостей $K_{Re_i}(Re_{f_i})$ для симметричных лучей.

Определение поправочного коэффициента на влияние числа Рейнольдса зависит от модификации расходомера-счетчика модельного ряда ИРВИС.

6.1.7.3 Поправочный коэффициент K_{Re} для полнопроходной модификации ИРВИС-Ультра-Пп, а также в случае врезной модификации ИРВИС-Ультра-Вр и погружной модификации ИРВИС-Ультра-Пр определяется по результатам проливной градуировки на поверочной установке.

6.1.7.4 Для расходомеров-счетчиков врезной модификации ИРВИС-Ультра-Вр, выпуск которых не обеспечен проливной градуировкой, поправочный коэффициент K_{Re} определяется на основе информации о профиле скорости в трубопроводе.

6.1.7.5 Для трубопроводов круглого сечения с длинами входного прямолинейного участка $\geq 30DN$ и выходного прямолинейного участка $\geq 5DN$ значения K_{Re} в зависимости от модифицированного числа Рейнольдса определяются на основе обобщенных литературных данных по профилям скорости в развитом трубном течении. Средняя по сечению скорость определяется интегрированием по площади сечения, а средняя на акустическом пути – интегрированием по хорде, соответствующей позиционированию луча в ПП. И в том и в другом случае учитывается также изменение профиля скорости от числа Рейнольдса.

6.1.7.6 Если вышеуказанные требования по длинам участков трубопроводов не выполняются или трубопровод имеет некруглое сечение, значения K_{Re} в зависимости от Re_f определяются либо численными методами, либо на натурной или уменьшенной модели ПП, геометрически подобной трубопроводу. Численное моделирование выполняется методами, основанными на интегрировании усредненных по Рейнольдсу уравнений Навье-Стокса с использованием моделей турбулентности, рекомендованных для моделирования течений в трубах и каналах.

6.1.7.7 Для погружных модификаций ИРВИС-Ультра-моноПр и ИРВИС-Ультра-Пр с $DN \leq 300$ коэффициент влияния числа Рейнольдса определяется по результатам проливной градуировки в ИУ или его имитаторе.

6.1.7.8 Для погружных модификаций ИРВИС-Ультра-Пр с $DN \geq 300$ поправочный коэффициент влияния числа Рейнольдса определяется по результатам проливной градуировки на поверочной установке в специальном измерительном участке диаметром не менее 300 мм. Число Рейнольдса определяется по условному диаметру внутреннего тракта погружного зонда. Для специального ИУ предварительно экспериментальными исследованиями определяется отношение скорости потока на оси к средней по сечению скорости в зависимости от числа Рейнольдса, вычисленного по внутреннему диаметру ИУ и средней скорости потока в нем.

6.1.7.9 Коэффициент K_t, учитывающий температурное расширение материала ПП, определяется по формуле:

$$K_t = 1 + 3 \cdot \alpha_t \cdot (t - 20), \tag{6.11}$$

где α_t – температурный коэффициент линейного расширения материала ПП;

t – температура газа, °С.

Значение температурного коэффициента линейного расширения для различных материалов рассчитывают по приложению Г ГОСТ 8.586.1.

Коэффициент, учитывающий изменение размеров ПП под воздействием избыточного давления во внутренней полости ПП, K_p вычисляется по формуле:

$$K_p = 1 + 0{,}03 \cdot K_{ПП_p} \cdot (P_{абс} - P_{атм}), \tag{6.12}$$

где $K_{ПП_p}$ – коэффициент влияния давления во внутренней полости ПП на относительное изменение размеров проточной части в области измерительного сечения, %/МПа;

$P_{абс}$ – абсолютное давление газа во внутренней полости ПП, МПа;

$P_{атм}$ – атмосферное давление (принимается равным 0,1 МПа).

6.1.7.10 Коэффициент $K_{ПП_p}$ определяется расчетным путем для каждого типоразмера расходомера-счетчика и записывается в энергонезависимую память модуля электронных плат. При изменении внутренних размеров ПП под влиянием максимального давления менее 0,01 % принимают $K_{ПП_p} = 0$.

Для погружных расходомеров-счетчиков корпус ПП разгружен, принимается $K_p = 0$.

6.1.7.11 Коэффициент поправки на расширение газа в ПП K_ε вычисляется по формуле:

$$K_\varepsilon = 1 - 0{,}5 \cdot \left(1 - \overline{d_{усл}^4}\right) \cdot M^2, \tag{6.13}$$

$$\overline{d_{усл}} = \frac{d_{усл}}{D}, \tag{6.14}$$

$$M = \frac{w_г}{a}, \tag{6.15}$$

где M – число Маха, вычисленное по средним значениям скорости потока и скорости звука в измерительном сечении ПП;

D – внутренний диаметр трубопровода, м.

Для ПП с постоянным по длине сечением проточного тракта $K_\varepsilon = 1$.

6.1.8 В связи с изменением давления по продольной координате ИУ трубопровода и ПП изменяется и объемный расход газа при рабочих условиях. Результаты измерений расхода приводятся к одному из расчетных сечений. Для расходомеров-счетчиков модельного ряда ИРВИС расчетных сечений может быть выбрано три:

а) поперечное сечение в плоскости размещения интегрированного СИ абсолютного давления (штатное сечение при проведении измерений по умолчанию);

б) сечение в конце прямолинейного участка трубопровода перед ПП;

в) сечение в прямолинейном участке трубопровода за ПП (обычно используется при проливной поверке расходомера-счетчика).

Приведение расхода от штатного сечения к j-му расчетному сечению в расходомере-счетчике выполняется автоматически по формуле:

$$Q_{p_j} = Q_p \cdot (1 + \sigma_j \cdot M^2), \tag{6.16}$$

где σ_j – поправочный коэффициент, определяемый для каждого типоразмера расходомера-счетчика при типовых испытаниях и хранящийся в энергонезависимою памяти модуля электронных плат (для штатного сечения по определению равен нулю).

При вычислении числа Маха используются средние для исправных лучей значения скорости потока и скорости звука в измерительном сечении.

6.1.9 Определение общего расхода по результатам измерений по всем лучам зависит от модификации расходомера-счетчика.

6.1.10 Для расходомеров-счетчиков полнопроходной модификации ИРВИС-Ультра-Пп и врезной модификации ИРВИС-Ультра-Вр общий расход газа через ПП по результатам измерений по всем лучам определяется с учетом весовых коэффициентов f_i, учитывающих долю акустического канала в общем расходе через измерительное сечение ПП по формуле:

$$Q_p = \frac{\sum_{I=1}^{n} f_i \cdot Q_{p_i}}{\sum_{I=1}^{n} f_I}, \tag{6.17}$$

Весовые коэффициенты f_i определяются для каждого типоразмера ПП с учетом теоретического профиля скорости и доли площади, обслуживаемой лучом, в общей площади измерительного сечения ПП ($\sum_{i=1}^{n} f_i = 1$). Для конкретного типоразмера ПП эти коэффициенты являются константами, но принимаются $f_i = 0$ при параметрическом отказе акустического канала i, выявленного автоматической диагностикой. Таким образом, отказавший луч исключается из результатов измерений. При этом расширяются пределы основной допускаемой относительной погрешности измерения расхода и объема газа по сравнению со случаем штатной работы всех лучей.

Допустимое количество отказавших лучей, ограничения по их взаимному расположению в ППР являются настроечными параметрами под конкретные задачи

измерений, а пределы основной относительной погрешности измерений объёмного расхода (объема) газа определяются описанием типа расходомера-счетчика.

6.1.11 Для погружных модификаций ИРВИС-Ультра-моноПр и ИРВИС-Ультра-Пр расход через погружной зонд приводится к площади сечения трубопровода с учетом профиля скорости потока по формуле:

$$Q_р = Q_{р_{зонд.}} \cdot \left(\frac{D \cdot \left(1 + \alpha_{t_{ит}}(t-20)\right)}{D_{усл._{зонд.}} \cdot \left(1 + \alpha_{t_{зонд.}}(t-20)\right)} \right)^2 \cdot K_\nu, \qquad (6.18)$$

где D – внутренний диаметр трубопровода, м;

$D_{усл._{зонд.}}$ – условный диаметр проточной части зонда, м;

$\alpha_{t_{ит}}$ – температурный коэффициент линейного расширения материала трубопровода;

$\alpha_{t_{зонд.}}$ – температурный коэффициент линейного расширения материала зонда;

K_ν – поправочный коэффициент, учитывающий отношение скорости потока, усредненной по сечению трубопровода, к скорости потока в области расположения оси зонда. Задается в табличной форме в зависимости от Re_{f_i}, вычисленного по скорости потока в зонде и внутреннему диаметру трубопровода.

Для трубопроводов круглого сечения с длинами входного прямолинейного участка $\geq 30DN$ и выходного прямолинейного участка $\geq 5DN$ значения K_ν в зависимости от модифицированного числа Рейнольдса определяется на основе обобщенных литературных данных по профилям скорости в развитом турбулентном течении. Средняя по сечению скорость определяется интегрированием по площади сечения. Учитывается изменение профиля скорости от числа Рейнольдса.

При меньшей длине прямолинейных участков трубопровода и трубопроводов некруглого сечения значения K_ν в зависимости от модифицированного числа Рейнольдса определяются либо численными методами, либо на натурной или уменьшенной модели ПП, геометрически подобной трубопроводу. Численное моделирование выполняется методами, основанными на интегрировании усредненных по Рейнольдсу уравнений Навье-Стокса с использованием моделей турбулентности, рекомендованных для моделирования течений в трубах и каналах.

6.1.12 Объем, масса и расход газа в общем случае определяются по формулам:

$$V_р = \int_\tau Q_р \cdot \Delta\tau, \qquad (6.19)$$

$$V_с = \int_\tau Q_с \cdot \Delta\tau, \qquad (6.20)$$

$$M = \int_\tau m \cdot \Delta\tau, \qquad (6.21)$$

$$Q_р = w_г \cdot F_{пп}, \quad (6.22)$$

где $V_р$ – объём газа при рабочих условиях, м^3;

$Q_р$ – объёмный расход газа при рабочих условиях, м^3/с;

$\Delta\tau$ – интервал дискретизации времени τ, с;

$V_с$ – объём газа, приведенный к стандартным условиям, м^3;

$Q_с$ – объёмный расход газа, приведенный к стандартным условиям, м^3/с;

M – масса измеряемой среды, кг;

m – массовый расход измеряемой среды, кг/ч;

$w_г$ – средняя скорость потока газа вдоль акустического пути луча, м/с;

$F_{пп}$ – площадь поперечного сечения ПП в измерительном сечении, м^2.

В случае измерения объема газа, приведенного к стандартным условиям (массы, энергосодержания), используются следующие формулы:

$$V_с = \int_\tau \frac{Q_р \cdot P \cdot T_с}{P_с \cdot T \cdot K} \cdot \Delta\tau, \quad (6.23)$$

$$M = \int_\tau Q_с \cdot \rho_с \cdot \Delta\tau, \quad (6.24)$$

$$E_э = \int_\tau \frac{Q_р \cdot P \cdot T_с}{P_с \cdot T \cdot K} \cdot H_с \cdot \Delta\tau, \quad (6.25)$$

где P – абсолютное давление газа, МПа;

$P_с$ – абсолютное давление, определяющее стандартные условия, равное 0,101325 МПа;

T – термодинамическая температура газа, К;

$T_с$ – термодинамическая температура, определяющая стандартные условия, равная 293,15 К;

$\rho_с$ – плотность газа при стандартных условиях, кг/м^3;

K – коэффициент сжимаемости газа или отношение коэффициента сжимаемости газа при стандартных условиях $Z_с$ к коэффициенту сжимаемости газа при рабочих условиях Z ($K = Z_с/Z$);

$H_с$ – удельная объемная теплота сгорания газа, Дж/м^3.

Термодинамическую (абсолютную) температуру газа, T, К за i-й интервал времени рассчитывают по формуле:

$$T_i = 273{,}15 + t_i, \quad (6.26)$$

где t_i – измеренная за i-й интервал времени температура газа, °С.

6.2 Определение теплофизических характеристик и физико-химических показателей газа

6.2.1 Физические свойства газа, необходимые для расчета его расхода и объема, определяют путем прямых измерений или косвенными расчетными методами, изложенными

в национальных стандартах, межгосударственных стандартах или с использованием стандартных справочных данных категории СТД или СД (см. ГОСТ 8.566).

Примечание – Для определения физических свойств газа рекомендуется применять тот метод, который для условий измерений имеет наименьшую погрешность. При этом следует учитывать экономическую целесообразность его применения.

6.2.2 Коэффициент сжимаемости однокомпонентных газов при стандартных условиях определяют, используя аттестованные в качестве стандартных справочные данные (см., например, ГОСТ 31369).

Коэффициент сжимаемости многокомпонентного газа при стандартных условиях рассчитывают по измеренному компонентному составу с использованием стандартизованных или аттестованных методик.

Примечание – Коэффициент сжимаемости природного газа при стандартных условиях рекомендуется рассчитывать в соответствии с требованиями ГОСТ 31369.

Коэффициент сжимаемости многокомпонентного и однокомпонентного газа при стандартных условиях может быть рассчитан по уравнению состояния для данного газа при $T = T_c$ и $p = p_c$.

6.2.3 Коэффициент сжимаемости однокомпонентных газов при рабочих условиях рассчитывают по измеренным значениям давления и температуры газа, а многокомпонентного газа – по измеренным значениям давления, температуры и компонентного состава газа с применением уравнения состояния для данного газа.

7 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

7.1 При монтаже и эксплуатации СИ, вспомогательных и дополнительных устройств должны соблюдаться требования, нормы и правила, определяемые [6] – [11].

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

7.3 При подготовке и проведении работ на измерительном оборудовании должны соблюдаться установленные правила и действующие технические инструкции, распространяющиеся на данный вид оборудования.

Техническая (эксплуатационная) документация оборудования и СИ должны быть доступны обслуживающему персоналу.

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

7.5 Установка и демонтаж оборудования на трубопровод, проведение ремонтных или технических работ должны производиться только на разгруженных по давлению трубопроводе. Необходима предварительная продувка трубопровода воздухом или инертным газом.

7.6 В процессе эксплуатации СИ, вспомогательные и дополнительные устройства должны подвергаться внешнему осмотру обслуживающим персоналом с целью определения их технического состояния. Сроки проведения осмотров, их периодичность и объемы должны устанавливаться графиком, разработанным службой, ответственной за техническое состояние. При определении сроков осмотра должны учитываться условия эксплуатации СИ.

8 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ОБСЛУЖИВАЮЩЕГО ПЕРСОНАЛА

К проведению измерений и монтажу СИ и оборудования допускаются лица, изучившие требования настоящей инструкции, технической (эксплуатационной) документации на СИ, вспомогательные и дополнительные устройства, прошедшие инструктаж по охране труда, получившие допуск к самостоятельной работе и имеющие соответствующую квалификационную группу по электробезопасности.

9 ТРЕБОВАНИЯ К УСЛОВИЯМ ПРОВЕДЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ

9.1 Эксплуатация и монтаж СИ, должны соответствовать требованиям технической (эксплуатационной) документации.

9.2 Измеряемая среда – однокомпонентные или многокомпонентные газы, находящиеся в однофазном состоянии.

9.3 Тип газов, для которых предназначен расходомер-счетчик, устанавливает изготовитель.

9.4 Диапазоны изменения объёмного расхода, температуры и давления газа должны находиться в пределах, допускаемых для применения конкретного расходомера-счетчика, и в пределах, обеспечивающих требования к показателям точности измерений.

При этом температура газа должна быть выше точки росы по влаге и выше температуры конденсации газа или его компонентов в случае измерений многокомпонентного газа. Если измеряемой средой являются смеси углеводородных газов (например, природный или нефтяной газ), то должны отсутствовать условия для образования гидратов.

Диапазоны измерения объемного расхода газа расходомеров-счетчиков конкретной модификации, конструктивного исполнения и номинального внутреннего диаметра ПП определяются в соответствии с описанием типа СИ и приложением А1 эксплуатационной документации [3].

10 ПОДГОТОВКА К ВЫПОЛНЕНИЮ ИЗМЕРЕНИЙ И ПОРЯДОК ИХ ПРОВЕДЕНИЯ

10.1 Перед началом измерений проверяют соответствие условий проведения измерений требованиям раздела 9.

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

10.3 Проверяют состояние СИ, вспомогательных и дополнительных устройств. Не реже одного раза в год и/или по окончании технического обслуживания или ремонта с помощью приборов (газоиндикаторов, газоанализаторов) или пенообразующим раствором при

избыточном (рабочем) давлении газа проверяют герметичность разъемных соединений. Наличие утечек не допускается.

10.4 Значение параметра, принятого условно-постоянным $y_{\text{п}}$, рассчитывают по формуле:

$$y_{\text{п}} = \frac{y_{\max} + y_{\min}}{2}, \tag{10.1}$$

где $y_{\max}$ – максимальное значение величины параметра y;

$y_{\min}$ – минимальное значение величины параметра y.

10.5 Проверяют целостность пломб и клейм, предназначенных для защиты от несанкционированного доступа и установленных описанием типа СИ.

10.6 СИ приводят в рабочее состояние и проводят необходимые измерения.

11 ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

Обработку результатов измерений выполняют в автоматическом режиме.

11.1 Вычисления объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, выполняются автоматически расходомером-счетчиком по формулам, приведенным в разделе 6 настоящей инструкции.

12 КОНТРОЛЬ ТОЧНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

СИ, входящие в состав УИРГ, поверяются с соблюдением порядка, утверждённого приказом [5].

12.1 Оценку доверительных границ относительной погрешности результатов измерений проводят в целях подтверждения соблюдения требований к точности измерений.

Доверительные границы относительной погрешности результатов измерений объемного расхода и/или объема газа, приведенных к стандартным условиям, при любых сочетаниях измеряемых параметров потока и среды не должны превышать значений, установленных в разделе 4, для соответствующего уровня точности измерений.

Примечания

1 В случае необходимости оценки относительной расширенной неопределенностей результатов измерений следует руководствоваться методикой, изложенной в разделе 13 [13], при этом относительную стандартную неопределенность результата измерений величины y, которая принята условно-постоянной, необходимо вычислять по формуле (В.10) ГОСТ 8.611.

2 Согласно 7.7 ГОСТ Р 8.741 при принятии подчинения распределения составляющих погрешности нормальному закону Гаусса допускается принимать численное равенство доверительных границ при доверительной вероятности 95 % относительной погрешности, значению относительной расширенной неопределенности при коэффициенте охвата 2.

12.2 Расчет доверительных границ относительной погрешности результатов измерений объемного расхода и/или объема газа, приведенных к стандартным условиям, может быть выполнен ручным способом или с применением программного обеспечения:

- программный комплекс «ИРВИС-ТП» (разработчик ООО НПП «Ирвис»);
- «ISOft» (разработчик ООО «Цифровая Метрология»);

- программный комплекс «Расходомер ИСО» (разработчик ООО «СТП»).

12.3 Границы составляющей относительной погрешности результата измерений величины y, вызываемой основной погрешностью СИ, δ_{oy}, вычисляют по формулам раздела 13 ГОСТ 8.611:

- при известных пределах допускаемой основной абсолютной погрешности Δy или допускаемой основной относительной погрешности θ_{oy} СИ

$$\delta_{oy} = \frac{\Delta_{oy}}{y} \cdot 100 = \theta_{oy}; \tag{12.1}$$

- при известных пределах допускаемой основной приведенной погрешности γ_{oy} СИ:

а) если нормирующим значением является диапазон измерений $(y_в - y_н)$

$$\delta_{oy} = \gamma_{oy} \cdot \frac{y_в - y_н}{y}; \tag{12.2}$$

б) если нормирующим значением является верхний предел измерений

$$\delta_{oy} = \gamma_{oy} \cdot \frac{y_в}{y}. \tag{12.3}$$

Границы составляющей относительной погрешности результата измерений величины y, вызываемой дополнительной погрешностью СИ, обусловленной внешней влияющей величиной, δ_{dy}, вычисляют по формулам:

- при нормировании пределов допускаемых значений погрешности при наибольших отклонениях внешней влияющей величины от нормального значения

$$\delta_{dy} = \frac{\Delta_{dy}}{y} \cdot 100 = \gamma_{dy} \cdot \frac{y_в - y_н}{y} = \theta_{dy}; \tag{12.4}$$

где Δ_{dy}, γ_{dy}, θ_{dy} – предел допускаемой абсолютной, приведенной и относительной дополнительной погрешности, соответственно.

- при нормировании пределов допускаемых значений коэффициентов влияния

$$\delta_{dy} = \frac{\Delta_{dy}}{y} \cdot \frac{\Delta x}{\Delta x_н} \cdot 100 = \gamma_{dy} \cdot \frac{y_в - y_н}{y} \cdot \frac{\Delta x}{\Delta x_н} = \theta_{dy} \cdot \frac{\Delta x}{\Delta x_н}, \tag{12.5}$$

где Δ_{dy}, γ_{dy}, θ_{dy} – предел допускаемой абсолютной, приведенной и относительной дополнительной погрешности при отклонении внешней влияющей величины на $\Delta x_н$;

Δx – отклонение внешней влияющей величины от нормального значения.

12.4 Доверительные границы относительной погрешности δ_y результатов измерений величины y вычисляют по формулам:

- при использовании измерительной цепи последовательно соединенных СИ

$$\delta_y = \left[\sum_{i=1}^{I} \left(\delta_{oy_i}^2 + \sum_{j=1}^{m_i} \delta_{dy_{ij}}^2 \right) \right]^{0,5}, \qquad (12.6)$$

где I – число последовательно соединенных компонентов измерительной цепи, используемых для измерения величины y;

δ_{oy_i} – составляющая относительной погрешности результата измерений величины y, вызванная основной погрешностью i-го компонента измерительной цепи;

m_i – число влияющих величин на составляющую относительной погрешности результата измерений величины y, вносимую i-м компонентом измерительной цепи;

$\delta_{dy_{ij}}$ – составляющая относительной погрешности результата измерений величины y, вызванная дополнительной погрешностью i-го компонента измерительной цепи от j-й влияющей величины.

- при использовании измерительного канала с нормированными метрологическими характеристиками

$$\delta_y = \left[\delta_{oy}^2 + \sum_{j=1}^{m} \delta_{dy_j}^2 \right]^{0,5}, \qquad (12.7)$$

где δ_{oy} – составляющая относительной погрешности результата измерений величины y, вызванная основной погрешностью измерительного канала;

δ_{dy_j} – составляющая относительной погрешности результата измерений величины y, вызванная дополнительной погрешностью измерительного канала от j-й влияющей величины.

12.5 Доверительные границы относительной погрешности δ_y результатов измерений величины y, которая связана функциональной зависимостью с измеряемыми величинами y_i (например, температурой, давлением, компонентным составом) $y = f(y_1, y_2, \ldots y_m)$, вычисляют по формуле:

$$\delta_y = \left[\left(\delta_{y_f}\right)^2 + \sum_{i=1}^{m} \vartheta_{y_i}^2 \cdot \delta_{y_i}^2 \right]^{0,5}, \qquad (12.8)$$

где δ_{y_f} – составляющая относительной погрешности, приписываемая функциональной зависимости;

ϑ_{y_i} – относительный коэффициент чувствительности величины y к изменению значения i-й измеряемой величины;

$\delta_{y_i}^2$ – доверительные границы относительной погрешности результатов измерений величины y_i.

При известных границах абсолютной погрешности Δy_f приписываемой функциональной зависимости, значение δ_{y_f} вычисляют по формуле:

$$\delta_{y_f} = \frac{\Delta y_f}{y} \cdot 100. \qquad (12.9)$$

Относительный коэффициент чувствительности ϑ_{y_i} вычисляют по формуле:

$$\vartheta_{y_i} = f'_{y_i} \cdot \frac{y_i}{y}, \qquad (12.10)$$

где f'_{y_i} – частная производная функции f по y_i.

Если неизвестна математическая взаимосвязь величины y с величиной y_i или дифференцирование функции f затруднено, значение частной производной f'_{y_i} вычисляют по формуле:

$$f'_{y_i} = \frac{f(y_i + \Delta y_i) - f(y_i)}{\Delta y_i}, \qquad (12.11)$$

где Δy_i – приращение i-й измеряемой величины.

Значение приращения аргумента Δy_i рекомендуется выбирать не более 1/2 абсолютной погрешности величины y_i.

12.6 Границы относительной погрешности результатов измерений величины y, которая принята условно-постоянной, вычисляют по формуле:

$$\delta_y = \left(\frac{y_{\text{наиб}} - y_{\text{наим}}}{y_{\text{наиб}} + y_{\text{наим}}} \right) \cdot 100, \qquad (12.12)$$

12.7 Относительную погрешность результатов измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, вычисляют по формуле:

$$\delta_{Q_c} = \left[\delta_{Q_p}^2 + \delta_в^2 + \left(1 - \vartheta_{Z_P}\right)^2 \cdot \delta_P^2 + \left(1 - \vartheta_{Z_T}\right)^2 \cdot \delta_T^2 + \tilde{\delta}_{Z/Z_c}^2 \right]^{0,5}, \qquad (12.13)$$

где δ_{Q_p} – составляющая, обусловленная погрешностью измерений объемного расхода газа при рабочих условиях;

$\delta_в$ – составляющая, обусловленная алгоритмом вычислений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, и его программной реализацией;

ϑ_{Z_P} – относительный коэффициент чувствительности коэффициента сжимаемости при рабочих условиях к изменению давления;

δ_P – составляющая, обусловленная погрешностью измерений абсолютного давления газа;

ϑ_{Z_T} – относительный коэффициент чувствительности коэффициента сжимаемости при рабочих условиях к изменению температуры;

δ_T – составляющая, обусловленная погрешностью измерений температуры газа;

$\tilde{\delta}_{Z/Z_c}$ – составляющая, обусловленная погрешностью определения отношения коэффициента сжимаемости газа при рабочих условиях к коэффициенту сжимаемости при стандартных условиях без учета погрешности измерений давления и температуры.

12.8 При применении расходомера-счетчика у которого метрологические характеристики нормированы с учетом погрешности измерения объемного расхода газа при рабочих условиях, давления и температуры, доверительные границы относительной погрешности результатов измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, δ_{Q_c}, вычисляют по формуле:

$$\delta_{Q_c} = \left[\delta^2_{\text{ирв}} + \delta^2_{\text{ирв}_{\text{доп}}} + \delta^2_{Z/Z_c}\right]^{0,5}, \quad (12.14)$$

где $\delta_{\text{ирв}}$ – составляющая, обусловленная погрешностью расходомера-счетчика;

$\delta_{\text{ирв}_{\text{доп}}}$ – составляющая, обусловленная дополнительной погрешностью расходомера-счетчика, от влияния изменения температуры окружающей среды от (20±5) °С в рабочем диапазоне температур на каждые 10 °С;

δ_{Z/Z_c} – составляющая, обусловленная погрешностью определения отношения коэффициента сжимаемости газа при рабочих условиях к коэффициенту сжимаемости при стандартных условиях.

12.9 Составляющую, обусловленную погрешностью измерений объемного расхода газа при рабочих условиях, вычисляют по формуле:

$$\delta_{Q_p} = \left[\delta^2_{\text{ирв}_p} + \delta^2_{\text{пр}}\right]^{0,5} + \theta_{b,T_P}, \quad (12.15)$$

где $\delta_{\text{ирв}_p}$ – границы относительной погрешности результатов измерений объемного расхода газа при рабочих условиях расходомера-счетчика;

$\delta_{\text{пр}}$ – границы относительной погрешности преобразования выходного сигнала расходомера-счетчика.

Значение θ_{b,T_P} вычисляют по формуле:

$$\theta_{b,T_P} = \left|\theta_{b,T} + 0,5\cdot\left(\theta_{b,P_{\text{наиб}}} + \theta_{b,P_{\text{наим}}}\right)\right|. \quad (12.16)$$

где $\theta_{b,T}$, $\theta_{b,P_{\text{наиб}}}$, $\theta_{b,P_{\text{наим}}}$ – дополнительные погрешности измерений расхода и объема газа, обусловленные изменением геометрических параметров корпуса расходомера-счетчика, рассчитывают согласно приложению А ГОСТ 8.611.

12.10 Составляющую, обусловленную погрешностью измерений абсолютного давления газа δ_P вычисляют по формуле:

$$\delta_P = \left[\sum_{i=1}^{I} \delta^2_{P_i}\right]^{0,5}, \quad (12.17)$$

где I – число последовательно соединенных компонентов измерительной цепи, используемых для измерения абсолютного давления газа;

δ_{P_i} – границы относительной погрешности результатов измерений абсолютного давления газа i-го компонента, входящего в состав измерительной цепи с учетом дополнительных составляющих погрешности, вызванных внешними влияющими величинами.

12.11 Составляющую, обусловленную погрешностью измерений температуры газа, δ_T, вычисляют по формуле:

$$\delta_T = \left[\sum_{i=1}^{I} \delta_{T_i}^2\right]^{0,5}, \quad (12.18)$$

где I – число последовательно соединенных компонентов измерительной цепи, используемых для измерения температуры газа;

δ_{T_i} – границы относительной погрешности результатов измерений температуры газа i-го компонента, входящего в состав измерительной цепи с учетом дополнительных составляющих погрешности, вызванных внешними влияющими величинами.

12.12 Составляющую, обусловленную погрешностью определения отношения коэффициента сжимаемости газа при рабочих условиях к коэффициенту сжимаемости газа при стандартных условиях δ_{Z/Z_c} вычисляют по формулам:

- для однокомпонентных газов

$$\delta_{Z/Z_c} = \left[\delta_{Z_f}^2 + \delta_{Z_{cf}}^2 + \vartheta_{Z_P}^2 \cdot \delta_P^2 + \vartheta_{Z_T}^2 \cdot \delta_T^2\right]^{0,5}; \quad (12.19)$$

- для многокомпонентных газов при расчете коэффициента сжимаемости подавлению, температуре и компонентному составу газа

$$\delta_{Z/Z_c} = \left[\delta_{Z_f}^2 + \delta_{Z_{cf}}^2 + \vartheta_{Z_P}^2 \cdot \delta_P^2 + \vartheta_{Z_T}^2 \cdot \delta_T^2 + \sum_{i=0}^{N} \left(\vartheta_{(Z/Z_c)_{x_i}} \cdot \delta_{x_i}\right)^2\right]^{0,5}; \quad (12.20)$$

-для многокомпонентного газа при расчете коэффициента сжимаемости подавлению, температуре, плотности газа при стандартных условиях, содержанию азота и диоксида углерода

$$\delta_{Z/Z_c} = \left[\delta_{Z_f}^2 + \delta_{Z_{cf}}^2 + \vartheta_{Z_P}^2 \cdot \delta_P^2 + \vartheta_{Z_T}^2 \cdot \delta_T^2 + \vartheta_{(Z/Z_c)_{\rho_c}}^2 \cdot \delta_{\rho_c}^2 + \vartheta_{(Z/Z_c)_{x_a}}^2 \cdot \delta_{x_a}^2 + \vartheta_{(Z/Z_c)_{x_y}}^2 \cdot \delta_{x_y}^2\right]^{0,5}, \quad (12.21)$$

где δ_{Z_f}, $\delta_{Z_{cf}}$ – доверительные границы относительных погрешностей, приписанные уравнениям, применяемым для расчета коэффициента сжимаемости при рабочих и стандартных условиях соответственно;

ϑ_{Z_P}, ϑ_{Z_T} – относительные коэффициенты чувствительности коэффициента сжимаемости газа при рабочих условиях, к изменению давления и температуры газа соответственно;

$\vartheta_{(Z/Z_c)_{\rho_c}}$, $\vartheta_{(Z/Z_c)_{x_i}}$, $\vartheta_{(Z/Z_c)_{x_a}}$, $\vartheta_{(Z/Z_c)_{x_y}}$ – относительные коэффициенты чувствительности отношения коэффициента сжимаемости газа при рабочих условиях к коэффициенту сжимаемости газа при стандартных условиях к изменению плотности газа при стандартных условиях, содержания i-го компонента газа, азота и диоксида углерода соответственно;

δ_{ρ_c} – границы относительной погрешности результатов определения

плотности газа при стандартных условиях;

δ_{x_i}, δ_{x_a}, δ_{x_y} – доверительные границы относительных погрешностей результатов измерений содержания i-го компонента газа, азота и диоксида углерода, соответственно.

12.13 Относительный коэффициент чувствительности $\vartheta_{(Z/Z_c)_{x_i}}$ вычисляют по формуле:

$$\vartheta_{(Z/Z_c)_{x_i}} = \frac{Z^*/Z_c^* - Z/Z_c}{x_i^* - x_i} \cdot \frac{x_i \cdot Z_c}{Z}, \tag{12.22}$$

где Z, Z_c – коэффициенты сжимаемости газа при рабочих и стандартных условиях, соответственно рассчитанные при заданном компонентном составе газа;

Z^*, Z_c^* – коэффициенты сжимаемости газа при рабочих и стандартных условиях, соответственно вычисленные при заданном компонентном составе газа с приращением доли i-го компонента газа и нормализованном по формуле

$$x_i^* = \begin{cases} \dfrac{x_i}{1+\Delta x_j} \text{ при } j \neq i \\ \dfrac{x_i + \Delta x_j}{1+\Delta x_j} \text{ при } j = i \end{cases}, \tag{12.23}$$

где Δx_j – приращение доли j-го компонента газа.

Если содержание i-го компонента газа принято условно-постоянной величиной, то значение δ_{x_i} рассчитывают по формуле (12.12).

12.14 При определении суммарного расхода нескольких потоков (коллекторная схема), измеренных расходомером-счетчиком в каждом потоке, оценку доверительных границ относительной погрешности определения суммарного объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, $\overline{\delta}_{\Sigma_{ирв}}$ проводят по формуле:

$$\overline{\delta}_{\Sigma_{ирв}} = \frac{1}{\sum_{i=0}^{r} X_S} \cdot \left[\sum_{S=1}^{r} \left(X_S \cdot \overline{\delta}_S \right)^2 \right]^{0,5}, \tag{12.24}$$

где $\overline{\delta}_S$ – оценка границы относительной погрешности измерений расхода S-го потока;

X_S – среднее значение расхода S-го потока или значение расхода в этом потоке, для которого рассчитывают погрешность измерений суммарного расхода;

r – число потоков.

12.15 При оценке доверительных границ относительной погрешности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, учитывают составляющие, обусловленные погрешностью измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, а также следующие дополнительные составляющие:

- составляющая, обусловленная погрешностью определения интервала времени δ_τ, в течение которого вычисляют объем газа;

- составляющая, обусловленная дискретизацией аналоговых сигналов СИ во времени $\delta_{Ду}$.

Значение δ_τ расходомера-счетчика не превышает ±0,01 %, в связи с чем, в дальнейшем, при расчете доверительных границ относительной погрешности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, его не учитываем.

Интервал дискретизации не превышает 1 с, в связи с чем значение δ_{Dy} принимаем равным нулю.

12.16 Результаты расчетов доверительных границ относительной погрешности измерений объёмного расхода и объёма газа, приведенных к стандартным условиям, должны быть представлены двумя значащими цифрами. Для промежуточных результатов расчета характеристик качества измерений не округляют. При записи окончательного результата третью значащую цифру округляют в большую сторону.

13 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

13.1 Результаты измерений представляют в отчётных документах в форме, указанной в разделе 5 [14].

13.2 Отчётные документы хранятся в электронном и/или бумажном варианте в виде отчётов за определенные периоды времени.

13.3 Архивирование, сроки хранения отчетных документов определяют заинтересованные стороны.

14 ПОДТВЕРЖДЕНИЕ РЕАЛИЗУЕМОСТИ МЕТОДИКИ ИЗМЕРЕНИЙ

14.1 Подтверждение реализуемости методики измерений, изложенной в настоящей инструкции, проводят с привлечением лиц, аккредитованных в соответствии с законодательством РФ об аккредитации в национальной системе аккредитации на право аттестации методик (методов) измерений параметров потока, расхода, уровня и объема веществ, или специалистов по метрологии (далее – специалист) метрологической службы собственника УИРГ. Указанное подтверждение реализуемости методики измерений проводят перед вводом УИРГ в эксплуатацию, после его реконструкции, а также при внедрении методики измерений на действующем УИРГ.

Примечания

1 Специалист должен иметь:

- высшее техническое образование в сфере метрологии или дополнительное профессиональное образование по программе профессиональной переподготовки «Специалист по метрологии» (на базе высшего технического образования), а также дополнительное профессиональное образование по программам повышения квалификации в области разработки и аттестации методик (методов) измерений или метрологической экспертизы технической документации;
- опыт работы области метрологии (поверка и/или аттестация методик (методов) измерений и/или метрологическая экспертиза) не менее года;
- навыки работы с СИ.

2 Специалист должен знать:

- законы РФ, нормативные правовые документы, правила, нормы и рекомендации по метрологии, имеющие непосредственное отношение к выполняемым ими трудовым функциям, включая положение о единицах величин, допускаемых к применению в РФ;
- методы нормирования и оценки показателей точности и достоверности результатов измерений, контроля, испытаний;

- методы обеспечения метрологической прослеживаемости результатов измерений, контроля, испытаний;
- назначение и область применения, технические и метрологические характеристики средств измерений;
- правила техники безопасности при выполнении работ;
- общие требования к содержанию, построению, изложению и оформлению технической документации.

3 Специалист должен уметь:

- пользоваться Федеральным информационным фондом по обеспечению единства измерений и Федеральным информационным фондом стандартов;
- четко и ясно выражать свою точку зрения в устной и письменной форме, логически и аргументированно обосновывать свои выводы на основании полученных объективных данных;
- осуществлять оценку прослеживаемости результатов конкретных измерений;
- применять требования и нормы, установленные в документах по стандартизации и других нормативных документах государственной системы обеспечения единства измерений;
- вести учет и анализировать выявленные при подтверждении реализуемости ошибки и нарушения;

4 Специалист должен владеть:

- терминологией в области теоретической, законодательной и прикладной метрологии;
- навыками использования персонального компьютера и программных средств общего назначения и специализированного программного обеспечения, необходимыми для выполнения своих трудовых функций и оформления отчетных материалов по результатам выполненных работ.

14.2 Доверительные границы относительной погрешности результата измерений объёмного расхода и/или объёма газа, приведенных к стандартным условиям, устанавливают на основании расчетов в соответствии с разделом 12 настоящей инструкции. Расчеты выполняет лицо, проводящее подтверждение реализуемости методики измерений с применением программного комплекса «ИРВИС-ТП», программного обеспечения «ISOft» или программного комплекса «Расходомер ИСО».

Результаты расчетов должны являться неотъемлемым приложением к Акту подтверждения реализуемости методики измерений и должны заверяться подписью исполнителя.

14.3 В процессе эксплуатации владелец УИРГ несет ответственность за соблюдение требований настоящей инструкции.

14.4 При проведении подтверждения реализуемости методики измерений устанавливают:

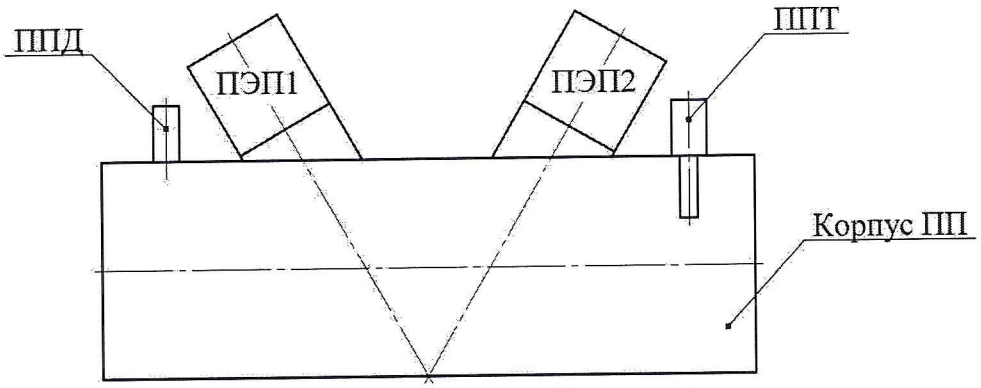
- наличие паспортов и эксплуатационной документации (технических описаний) на СИ;
- соответствие условий проведения измерений требованиям настоящей инструкции;
- соответствие монтажа СИ, вспомогательных устройств требованиям технической (эксплуатационной) документации и настоящей инструкции;
- соблюдение требований к точности измерений.

14.5 По результатам подтверждения реализуемости методики измерений составляют Акт в соответствии с приложением Д настоящей инструкции.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(справочное)

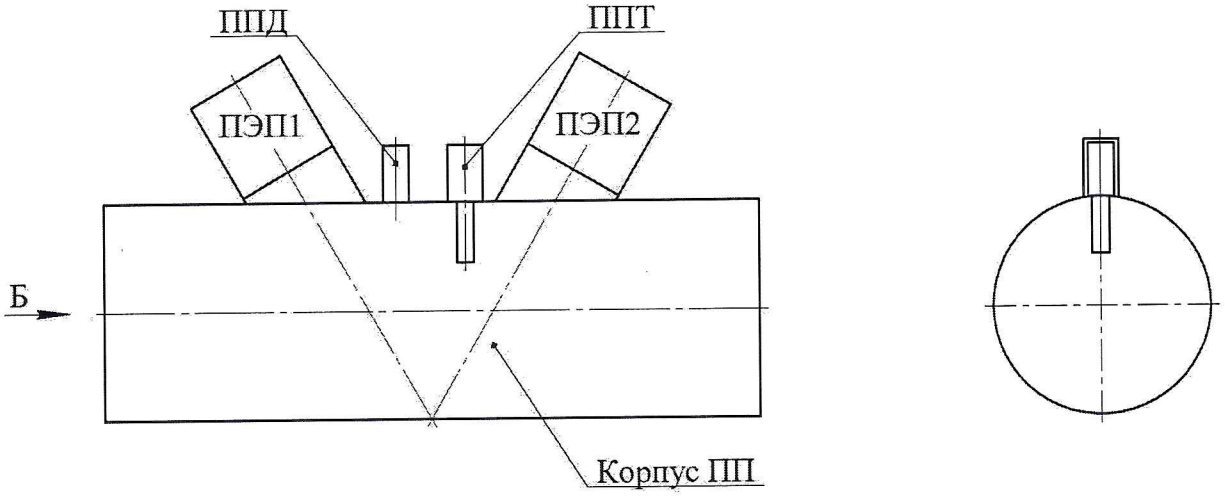
СХЕМЫ РАЗМЕЩЕНИЯ ПЕРВИЧНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ ТЕМПЕРАТУРЫ И ДАВЛЕНИЯ В КОРПУСЕ ПЕРВИЧНОГО ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ РАСХОДОМЕРА-СЧЕТЧИКА

На рисунках ниже представлены примеры схем размещения ППТ и ППД в корпусе ПП.



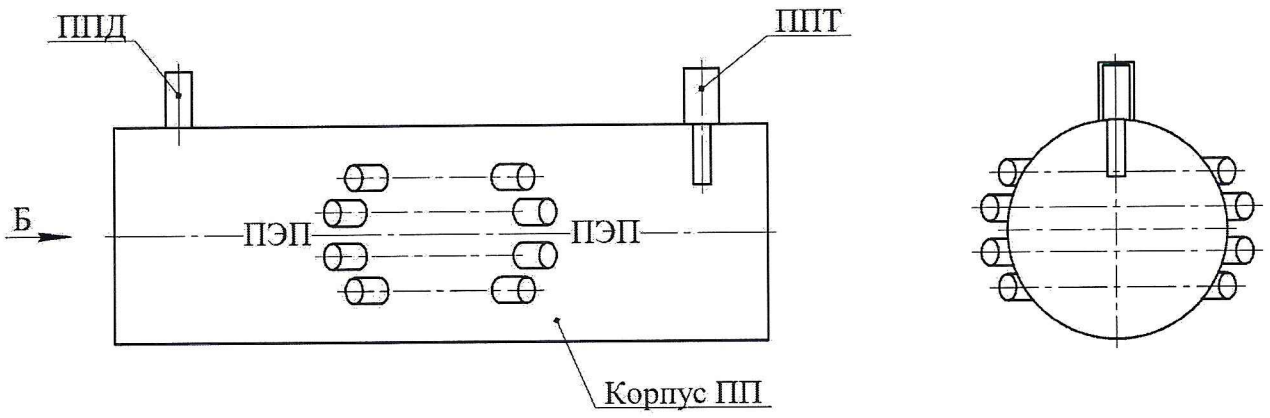
Вариант 1

Вид Б

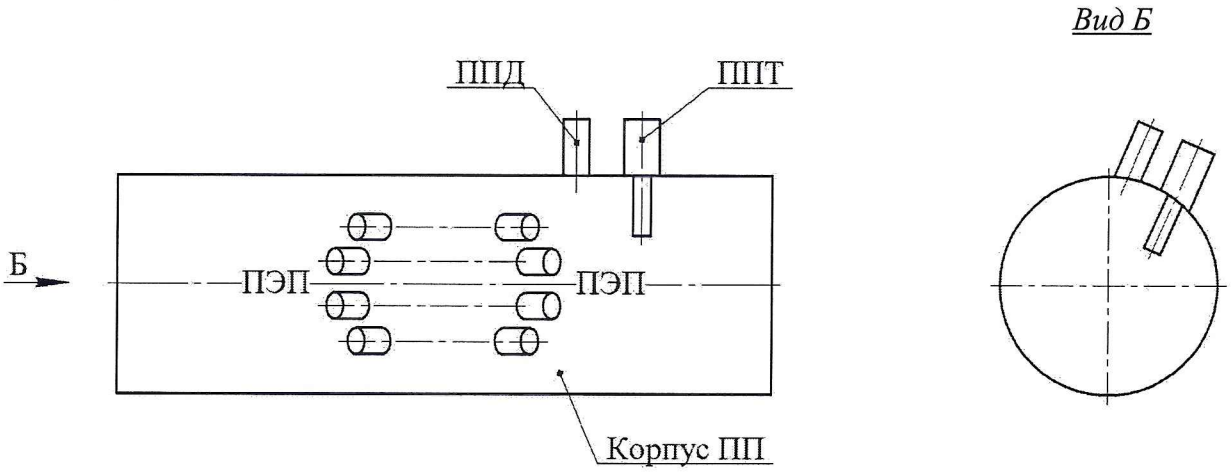


Вариант 2

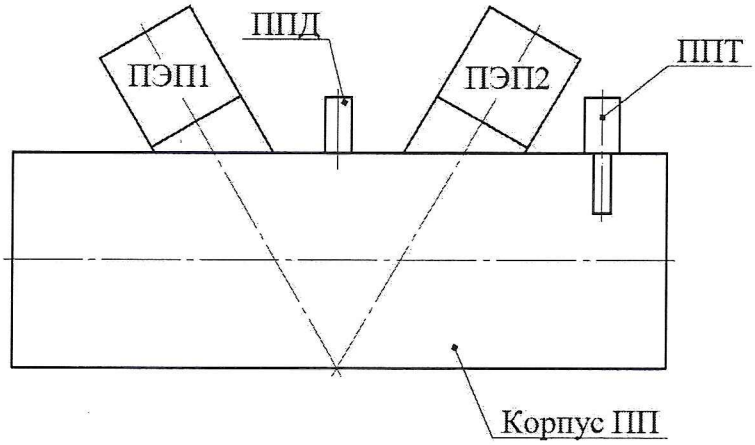
Вид Б



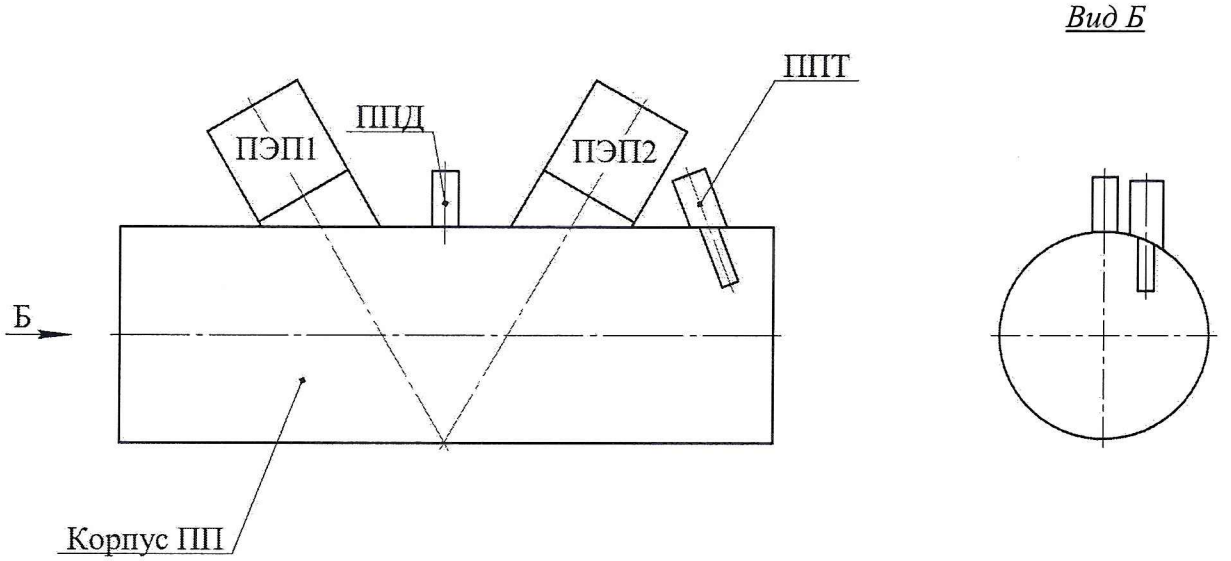
Вариант 3



Вариант 4



Вариант 5

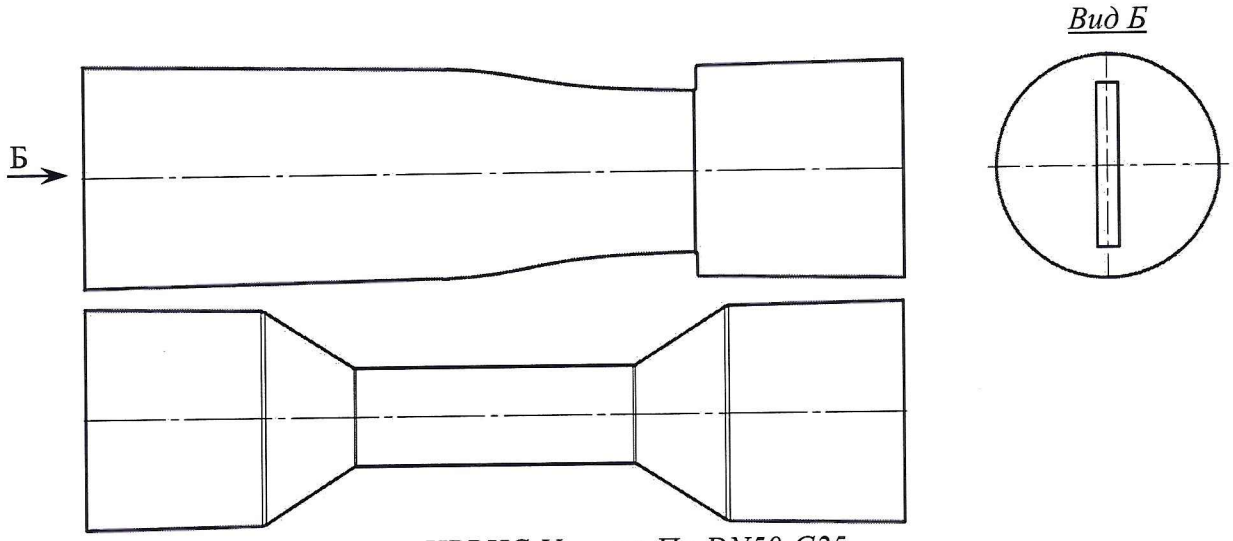


Вариант 6

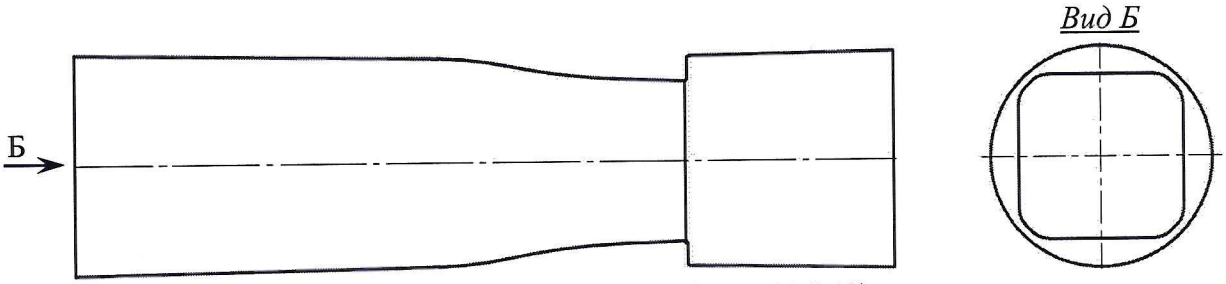
ПРИЛОЖЕНИЕ Б
(справочное)

СПЕЦИАЛЬНЫЕ ФОРМЫ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ РАСХОДОМЕРОВ-СЧЕТЧИКОВ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ МОДЕЛЬНОГО РЯДА ИРВИС

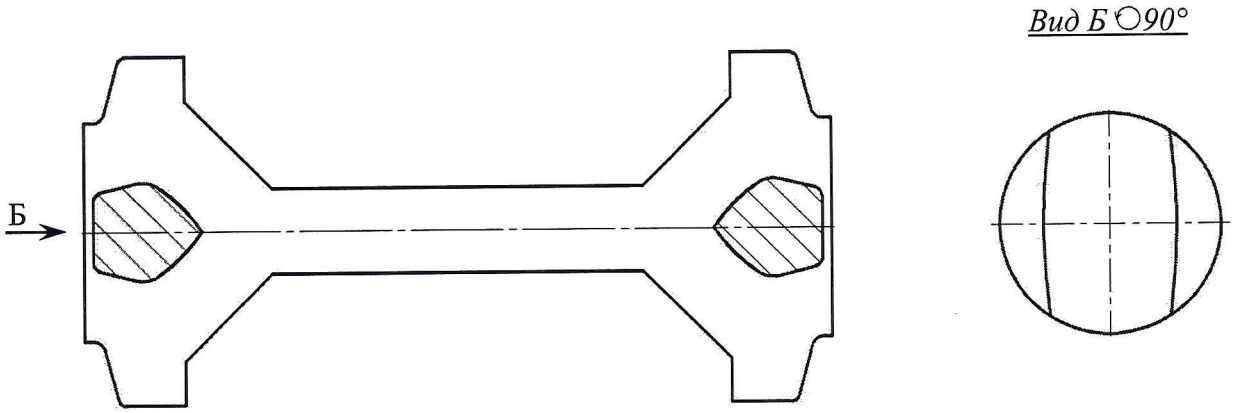
На рисунках ниже представлены условные изображения сечений проточных частей расходомеров-счетчиков специальной формы.



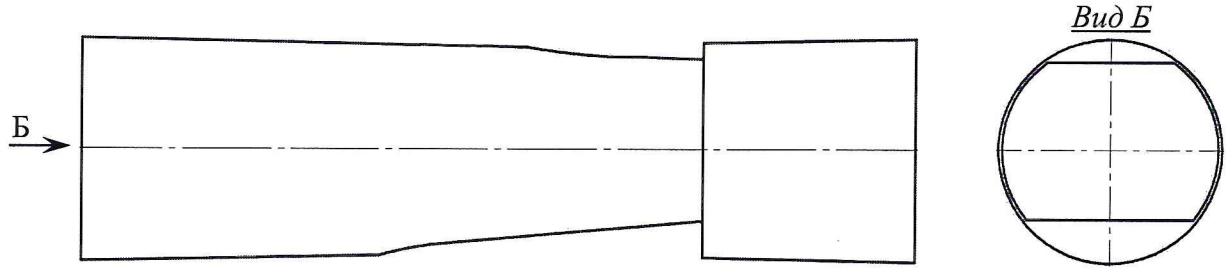
ИРВИС-Ультра-Пп-DN50-G25



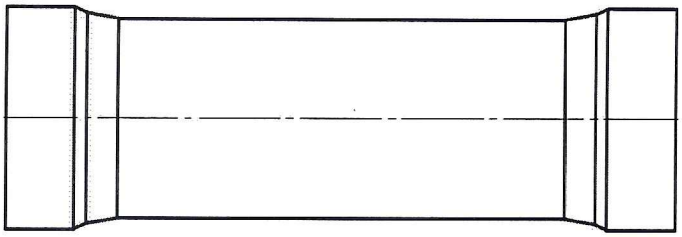
ИРВИС-Ультра-Пп-DN50-100(270)



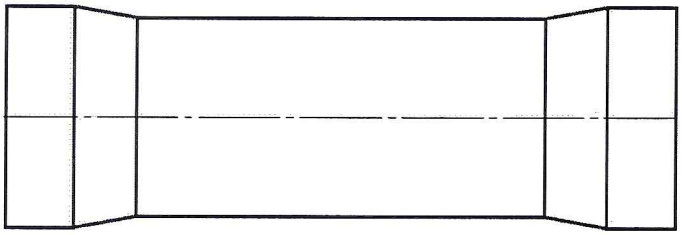
ИРВИС-Ультра-Пп-К



ИРВИС-Ультра-Пп-DN80(100)

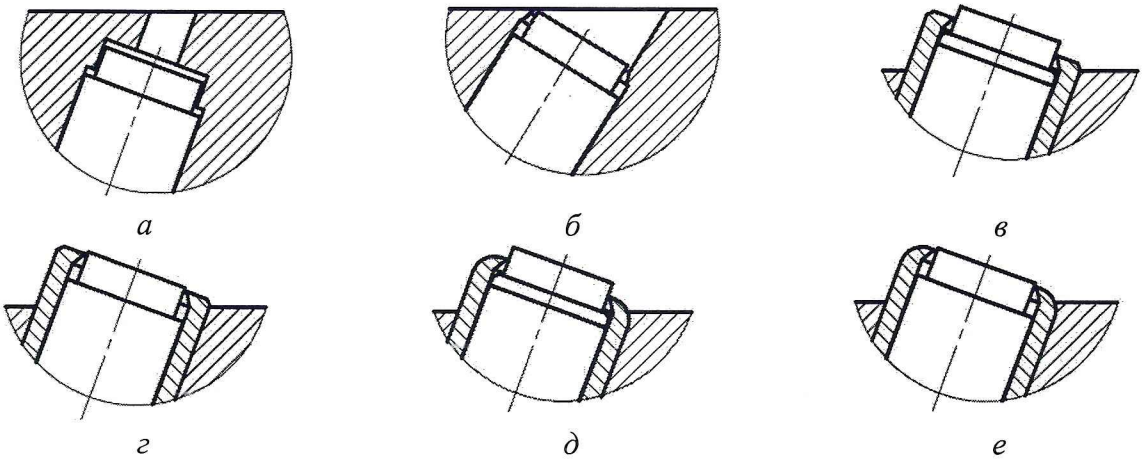


ИРВИС-Ультра-Пп-M



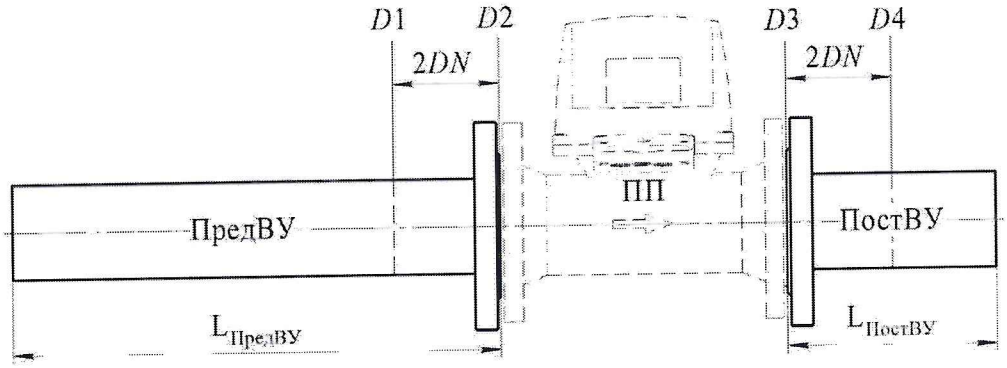
ИРВИС-Ультра-Пп-N

Возможные варианты размещения ПЭП относительно внутренней поверхности ППР представлены ниже



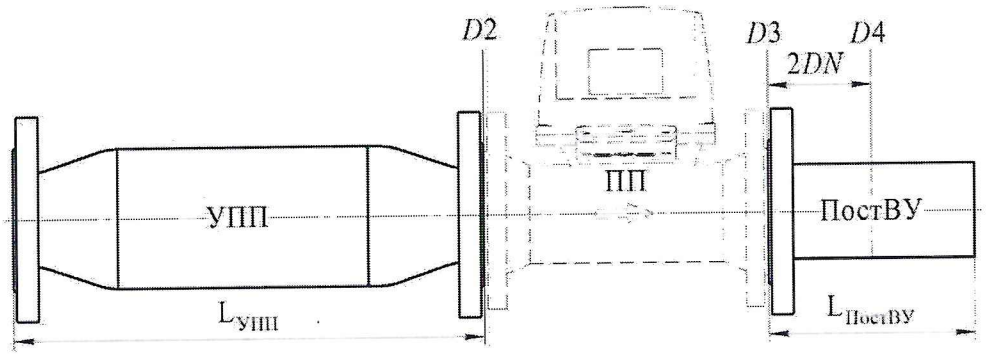
ПРИЛОЖЕНИЕ В
(обязательное)

СЕЧЕНИЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ ТРУБОПРОВОДА, В КОТОРЫХ ВЫПОЛНЯЮТ ИЗМЕРЕНИЯ ВНУТРЕННЕГО ДИАМЕТРА



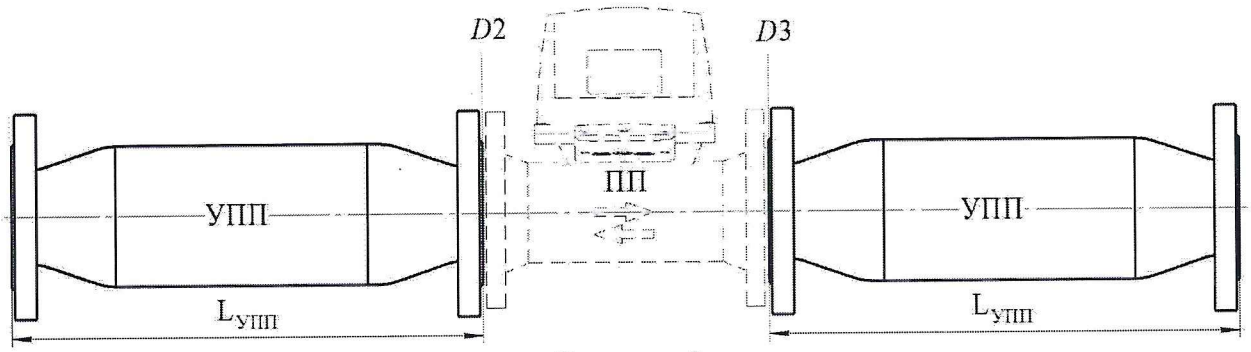
Вариант 1

Измерительные сечения, на схеме ИУ трубопровода без УПП для нереверсивного исполнения



Вариант 2

Измерительные сечения, на схеме ИУ трубопровода с УПП для нереверсивного исполнения



Вариант 3

Измерительные сечения, на схеме ИУ трубопровода с двумя УПП для реверсивного исполнения

D1, D2, D3, D4 – измерительные сечения; ПредВУ – предвключенный ИУ трубопровода; ПостВУ – Поствключенный ИУ трубопровода.

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
(справочное)

МОНТАЖ ПОКАЗЫВАЮЩИХ СТРЕЛОЧНЫХ ТЕРМОМЕТРОВ ПОГРУЖНОГО ТИПА

Показывающие стрелочные термометры (далее – ПСТ) размещают после ППР вне поствключенного ИУ трубопровода:

- на расстоянии от 0,5*DN* до 10*DN* от ответной части поствключенного ИУ трубопровода при размещении основных/резервных СИ температуры в корпусе ППР;
- на расстоянии от 1*DN* до 7*DN* от оси основных/резервных СИ температуры, размещенных на поствключенном прямолинейном участке трубопровода (после ППР).

Чувствительный элемент ПСТ должен быть размещен в трубопроводе на глубине от 0,1*DN* до 0,7*DN*.

При установке ПСТ в защитную гильзу должен быть обеспечен надежный тепловой контакт путем выполнения зазора между боковыми стенками ПСТ и защитной гильзы не более 0,5 мм, а также заполнения образованного зазора, например, жидким маслом (масло приборное МВП по ГОСТ 1805 и др.) или теплопроводной пастой (кремнийорганическая теплопроводная паста КПТ-8 по ГОСТ 19783 и др.). Для обеспечения теплового контакта ПСТ погружают в защитную гильзу на ее полную глубину.

Чувствительный элемент ПСТ рекомендуется располагать радиально относительно оси трубопровода.

Допускается наклонная (от 45° до 90°) установка корпуса ПСТ или его установка в изгибе колена по оси трубопровода.

На трубопроводах с *DN* до 80 мм допускается установка ПСТ в расширителе после ППР. Расстояние от выходной ответной части ИУ трубопровода, расположенного непосредственно после ППР, до места пересечения оси ПСТ со стенкой трубопровода должно быть в пределах от 3*DN* до 10*DN*. Чувствительный элемент ПСТ должен быть размещен на глубине от 0,3$DN_р$ до 0,7$DN_р$. Конусность перехода расширителя должна соответствовать требованиям ГОСТ 17378.

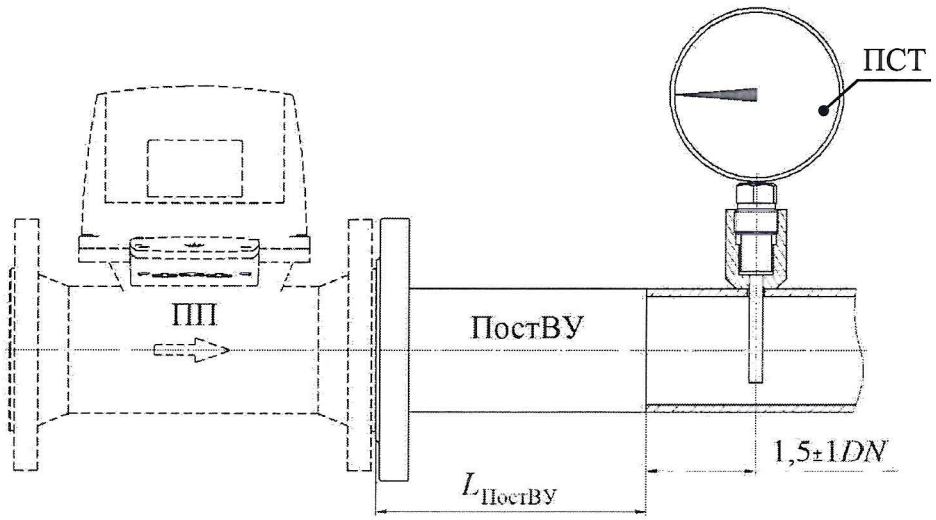


Схема размещения ПСТ на прямолинейном участке трубопровода при размещении основных СИ температуры в корпусе ППР

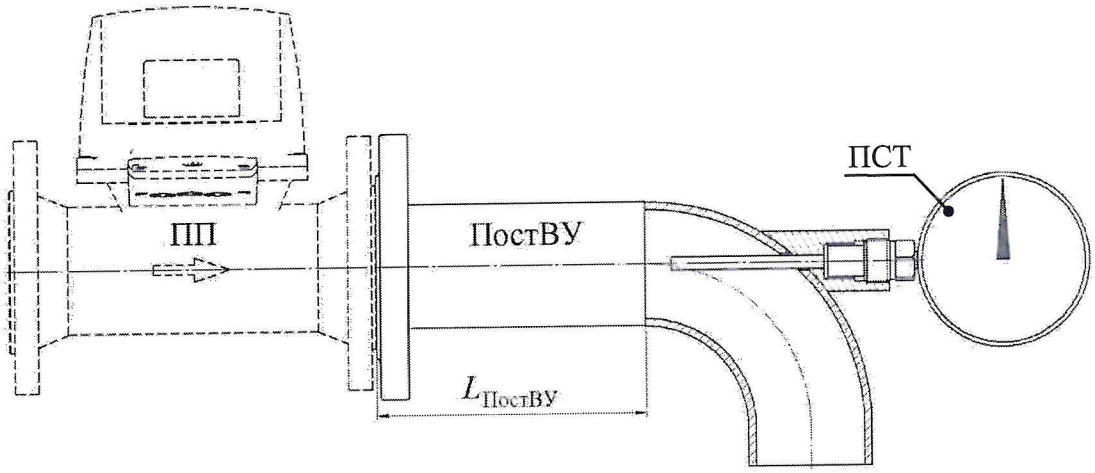


Схема размещения ПСТ в изгибе колена при размещении основных СИ температуры в корпусе ППР

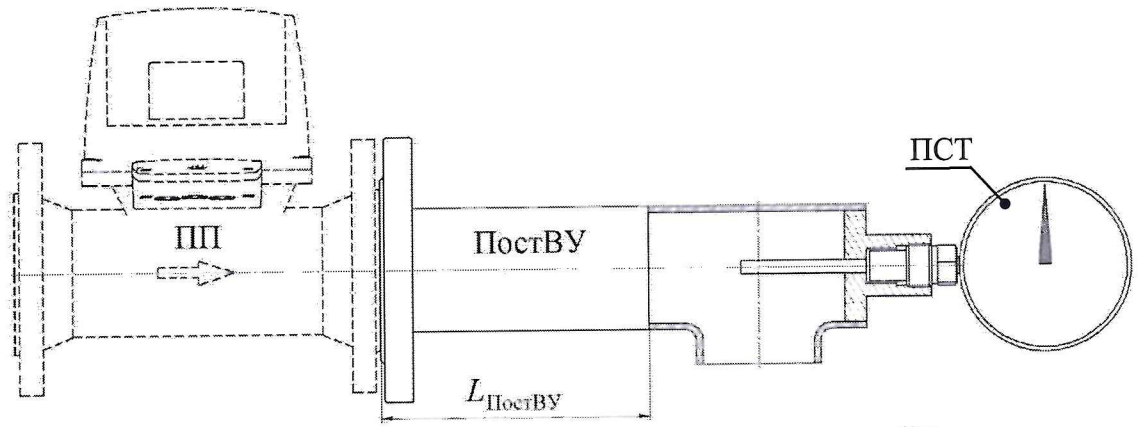


Схема размещения ПСТ в тройнике при размещении основных СИ температуры в корпусе ППР

ПостВУ – Поствключенный ИУ трубопровода.

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
(рекомендуемое)

ФОРМА АКТА ПОДТВЕРЖДЕНИЯ РЕАЛИЗУЕМОСТИ МЕТОДИКИ ИЗМЕРЕНИЙ

Лицо, выполнившее процедуру подтверждения реализуемости методики измерений

АКТ № _____ от «___» _____ 20___ г.

подтверждения реализуемости методики измерений, изложенной в инструкции «Объемный расход и объем газа. Методика измерений с применением расходомеров-счетчиков ультразвуковых модельного ряда ИРВИС» (свидетельство об аттестации № 1010-53-25-RA.RU.313335-2025)

На _____

наименование объекта, УИРГ

Адрес _____

Основание _____

ввод в эксплуатацию, реконструкция, внедрение методики измерений

1 Перечень средств измерений

Перечень СИ и их характеристики приведены в таблице 1.

Таблица 1

№	Наименование СИ	Наименование характеристики	Погрешность	№ в ФИФОЕИ	МПИ, в годах

Примечания
1 ФИФОЕИ – Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.
2 МПИ – межповерочный интервал.

2 Наличие и комплектность технической (эксплуатационной) документации на СИ

_____

При отсутствии указать СИ и устройства, на которые отсутствует документация

3 Состояние и условия эксплуатации СИ

_____

Соответствие, несоответствие требованиям технической (эксплуатационной) документации

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

Таблица 2

№	Параметр	Диапазон изменения/значение	

4 Соответствие характеристик СИ установленным техническим требованиям

Таблица 3

№	Наименование СИ	Заводской номер	Результат поверки	Текущая дата поверки

5 Доверительные границы относительной погрешности измерений объемного расхода и 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 требований к точности измерений	Инструкция		

7 Перечень нарушений

Заполняется при наличии нарушений

8 Выводы

Руководитель юридического лица или индивидуальный предприниматель _____ *личная подпись* _____ *инициалы, фамилия*

М.П.

Исполнитель _____ *личная подпись* _____ *инициалы, фамилия*

ПРИЛОЖЕНИЕ Е
(справочное)

ПРИМЕРЫ РАСЧЕТОВ ОБЪЕМНОГО РАСХОДА И ОБЪЕМА ГАЗА, ПРИВЕДЕННЫХ К СТАНДАРТНЫМ УСЛОВИЯМ, И ДОВЕРИТЕЛЬНЫХ ГРАНИЦ ПРИ ДОВЕРИТЕЛЬНОЙ ВЕРОЯТНОСТИ 95 % ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ ОБЪЁМНОГО РАСХОДА И ОБЪЁМА ГАЗА, ПРИВЕДЕННЫХ К СТАНДАРТНЫМ УСЛОВИЯМ

Программный модуль ГОСТ 8.611-2024
Разработчик ПО: ООО "Цифровая Метрология"
Пользователь ПО: ООО "Цифровая Метрология"

Программное обеспечение ISOft, 1.19.2

Результаты расчета № 1-1 от 10.10.2025

Исполнитель - М.М. Гильманов
Наименование - Инструкция "Объемный расход и объем газа. Методика измерений с применением расходомеров-счетчиков ультразвуковых модельного ряда ИРВИС".
Объект - Расходомер-счётчик ультразвуковой модельного ряда ИРВИС.
Адрес - Адрес объекта.

Параметры расчета

Измеряемая среда - Природный газ
Уровень точности измерений - Г
Вид измерения:
Измерение объема газа горючего природного, приведенного к стандартным условиям при переработке, транспортировке, хранении, реализации и потреблении
Метод расчета расхода - pTZ-пересчет
Метод расчета свойств - ГОСТ 30319.2-2015 (сокращенный состав)

Параметры измеряемой среды

Параметр	Минимальный	Рабочий	Максимальный
Температура, °C	-23	10	30
Абсолютное давление, МПа	0,1	0,103	0,106
Расход при рабочих условиях, м³/ч	0,5	25	30

Компонент	Легкий состав	Рабочий состав	Тяжелый состав
Азот, % мол. доли	0	0,5	3,0
Диоксид углерода, % мол. доли	0	0,5	1,0
Плотность при стандартных условиях, кг/м³ (УПВ)	0,8	0,7	0,66

Средства измерений

Измерительно-вычислительный комплекс
ИРВИС-Ультра, модель ИРВИС-Ультра-Пп, DN50-G25
- № 74731-19 в ФИФОЕИ
- диапазон расхода при рабочих условиях для тяжелого состава от 0,189 до 37,67 м³/ч
- диапазон расхода при рабочих условиях для рабочего состава от 0,184 до 36,39 м³/ч
- диапазон расхода при рабочих условиях для легкого состава от 0,164 до 33,75 м³/ч
- итоговый диапазон расхода при рабочих условиях от 0,189 до 33,75 м³/ч
- количество поддиапазонов 2
- погрешность (относительная, %) ±(1+4*(qPer-q)/(qPer-qMin)*qMin/q) (в диапазоне от qMin до qPer)
- погрешность (относительная, %) ±1,0 (в диапазоне от qPer до qMax)
- доп. погрешность (относительная, %) ±0,60
- температура окружающей среды в месте установки от -40 до 60 °C

Метрологические характеристики канала измерения давления:
- диапазон измерений от 0 до 0,25 МПа

Метрологические характеристики канала измерения температуры:

Средства измерений

- диапазон измерений от -40 до 60 °С

Параметры УЗПР

- средний внутренний диаметр:
  * входного сечения корпуса УЗПР 50 мм
  * ИТ или его фланца в месте его стыковки с УЗПР 50 мм
- применяется поправочный коэффициент, учитывающий отличие температуры и давления газа при рабочих условиях от условий, при которых устанавливались МХ УЗПР

Программный модуль ГОСТ 8.611-2024 Программное обеспечение ISOft, 1.19.2

Результаты расчета

ТЯЖЕЛЫЙ СОСТАВ

Температура, °C	-23	-23	10	30	30
Абс. давление, МПа	0,1	0,106	0,103	0,1	0,106
Расход при рабочих условиях м³/ч	Расход, приведённый к стандартным условиях, м³/ч **Относительная погрешность, %**				
37,67	43,62 **±1,2**	46,24 **±1,2**	39,65 **±1,2**	35,94 **±1,2**	38,10 **±1,2**
31	35,89 **±1,2**	38,05 **±1,2**	32,63 **±1,2**	29,58 **±1,2**	31,36 **±1,2**
30	34,74 **±1,2**	36,83 **±1,2**	31,58 **±1,2**	28,63 **±1,2**	30,35 **±1,2**
25	28,95 **±1,2**	30,69 **±1,2**	26,32 **±1,2**	23,85 **±1,2**	25,29 **±1,2**
23	26,63 **±1,2**	28,23 **±1,2**	24,21 **±1,2**	21,95 **±1,2**	23,26 **±1,2**
15	17,37 **±1,2**	18,41 **±1,2**	15,79 **±1,2**	14,31 **±1,2**	15,17 **±1,2**
10,69	12,38 **±1,2**	13,12 **±1,2**	11,25 **±1,2**	10,20 **±1,2**	10,81 **±1,2**
10,689	12,38 **±1,2**	13,12 **±1,2**	11,25 **±1,2**	10,20 **±1,2**	10,81 **±1,2**
8	9,26 **±1,2**	9,82 **±1,2**	8,42 **±1,2**	7,63 **±1,2**	8,09 **±1,2**
0,5	0,58 **±2,1**	0,61 **±2,1**	0,53 **±2,1**	0,48 **±2,2**	0,51 **±2,2**
0,189	0,22 **±3,6**	0,23 **±3,6**	0,20 **±3,6**	0,18 **±3,8**	0,19 **±3,8**

№ 1-1 от 10.10.2025 Страница 3

Результаты расчета

ЛЕГКИЙ СОСТАВ

Температура, °C	-23	-23	10	30	30
Абс. давление, МПа	0,1	0,106	0,103	0,1	0,106
Расход при рабочих условиях м³/ч	Расход, приведённый к стандартным условиях, м³/ч **Относительная погрешность, %**				
33,75	39,10 **±1,2**	41,46 **±1,2**	35,53 **±1,2**	32,20 **±1,2**	34,14 **±1,2**
30	34,76 **±1,2**	36,85 **±1,2**	31,59 **±1,2**	28,62 **±1,2**	30,34 **±1,2**
27	31,28 **±1,2**	33,17 **±1,2**	28,43 **±1,2**	25,76 **±1,2**	27,31 **±1,2**
25	28,97 **±1,2**	30,71 **±1,2**	26,32 **±1,2**	23,85 **±1,2**	25,29 **±1,2**
20	23,17 **±1,2**	24,57 **±1,2**	21,06 **±1,2**	19,08 **±1,2**	20,23 **±1,2**
14	16,22 **±1,2**	17,20 **±1,2**	14,74 **±1,2**	13,36 **±1,2**	14,16 **±1,2**
8,22	9,52 **±1,2**	10,10 **±1,2**	8,65 **±1,2**	7,84 **±1,2**	8,31 **±1,2**
8,219	9,52 **±1,2**	10,10 **±1,2**	8,65 **±1,2**	7,84 **±1,2**	8,31 **±1,2**
7	8,11 **±1,2**	8,60 **±1,2**	7,37 **±1,2**	6,68 **±1,2**	7,08 **±1,2**
0,5	0,58 **±2,0**	0,61 **±2,0**	0,53 **±2,0**	0,48 **±2,1**	0,51 **±2,1**
0,164	0,19 **±3,8**	0,20 **±3,8**	0,17 **±3,8**	0,16 **±4,0**	0,17 **±4,0**

Результаты расчета

РАБОЧИЙ СОСТАВ

Температура, °C	-23	-23	10	30	30
Абс. давление, МПа	0,1	0,106	0,103	0,1	0,106
Расход при рабочих условиях м³/ч	Расход, приведённый к стандартным условиях, м³/ч **Относительная погрешность, %**				
36,39	42,14 **±1,2**	44,68 **±1,2**	38,31 **±1,2**	34,72 **±1,2**	36,81 **±1,2**
30	34,74 **±1,2**	36,84 **±1,2**	31,58 **±1,2**	28,62 **±1,2**	30,34 **±1,2**
29	33,59 **±1,2**	35,61 **±1,2**	30,53 **±1,2**	27,67 **±1,2**	29,33 **±1,2**
25	28,95 **±1,2**	30,70 **±1,2**	26,32 **±1,2**	23,85 **±1,2**	25,29 **±1,2**
22	25,48 **±1,2**	27,01 **±1,2**	23,16 **±1,2**	20,99 **±1,2**	22,25 **±1,2**
15	17,37 **±1,2**	18,42 **±1,2**	15,79 **±1,2**	14,31 **±1,2**	15,17 **±1,2**
9,78	11,33 **±1,2**	12,01 **±1,2**	10,30 **±1,2**	9,33 **±1,2**	9,89 **±1,2**
9,779	11,33 **±1,2**	12,01 **±1,2**	10,29 **±1,2**	9,33 **±1,2**	9,89 **±1,2**
7	8,11 **±1,2**	8,60 **±1,2**	7,37 **±1,2**	6,68 **±1,2**	7,08 **±1,2**
0,5	0,58 **±2,0**	0,61 **±2,0**	0,53 **±2,1**	0,48 **±2,1**	0,51 **±2,1**
0,184	0,21 **±3,5**	0,23 **±3,5**	0,19 **±3,7**	0,18 **±3,7**	0,19 **±3,7**

Заключение

Пределы относительной погрешности измерений объёмного расхода и/или объёма Природного газа, приведённых к стандартным условиям, СООТВЕТСТВУЮТ обязательным метрологическим требованиям к измерениям, утверждённым постановлением Правительства РФ № 1847 (от 16.11.2020) и НЕ ПРЕВЫШАЮТ:
- ±4,0 % в диапазоне до 150 м³/ч

ИТОГОВЫЙ РАСХОД

	Расход при рабочих условиях, м³/ч	
Тип расчета	**Минимальный**	**Максимальный**
Тяжелый состав	0,189	37,67
Рабочий состав	0,184	36,39
Легкий состав	0,164	33,75
ИТОГОВЫЙ	**0,189**	**33,75**

ИТОГОВЫЙ РАСХОД, ПРИВЕДЕННЫЙ К СТАНДАРТНЫМ УСЛОВИЯМ

	Расход, приведенный к стандартным условиям, м³/ч	
Тип расчета	**Минимальный**	**Максимальный**
Тяжелый состав	0,18	46,24
Рабочий состав	0,18	44,68
Легкий состав	0,16	41,46
ИТОГОВЫЙ	**0,18**	**41,46**



_____ /М.М. Гильманов

Программный модуль ГОСТ 8.611-2024
Разработчик ПО: ООО "Цифровая Метрология"
Пользователь ПО: ООО "Цифровая Метрология"

Программное обеспечение ISOft, 1.19.2

Результаты расчета № 1-2 от 10.10.2025

Исполнитель - М.М. Гильманов
Наименование - Инструкция "Объемный расход и объем газа. Методика измерений с применением расходомеров-счетчиков ультразвуковых модельного ряда ИРВИС".
Объект - Расходомер-счетчик ультразвуковой модельного ряда ИРВИС.
Адрес - Адрес объекта

Параметры расчета

Измеряемая среда - Природный газ
Уровень точности измерений - B
Вид измерения:
Измерение объема газа горючего природного, приведенного к стандартным условиям при переработке, транспортировке, хранении, реализации и потреблении
Метод расчета расхода - pTZ-пересчет
Метод расчета свойств - ГОСТ 30319.2-2015 (сокращенный состав)

Параметры измеряемой среды

Параметр	Минимальный	Рабочий	Максимальный
Температура, °C	-5	10	40
Абсолютное давление, МПа	5	7	7,5
Расход при рабочих условиях, м³/ч	1500	5000	10000

Компонент	Легкий состав	Рабочий состав	Тяжелый состав
Азот, % мол. доли	0	0,5	1,0
Диоксид углерода, % мол. доли	0	0,05	0,5
Плотность при стандартных условиях, кг/м³ (УПВ)	0,715	0,71	0,695

Средства измерений

Измерительно-вычислительный комплекс
ИРВИС-Ультра, модель ИРВИС-Ультра-Пп, DN400
- № 74731-19 в ФИФОЕИ
- диапазон расхода при рабочих условиях для тяжелого состава от 38,472 до 18363,95 м³/ч
- диапазон расхода при рабочих условиях для рабочего состава от 37,795 до 17937,01 м³/ч
- диапазон расхода при рабочих условиях для легкого состава от 37,543 до 17770,57 м³/ч
- итоговый диапазон расхода при рабочих условиях от 38,472 до 17770,57 м³/ч
- количество поддиапазонов 2
- повышенная точность
- погрешность (относительная, %) ±(0,65+1,35*(qPer-q)/(qPer-qMin)*qMin/q) (в диапазоне от qMin до qPer)
- погрешность (относительная, %) ±0,65 (в диапазоне от qPer до qMax)
- доп. погрешность (относительная, %) ±0,20

Метрологические характеристики канала измерения давления:
- диапазон измерений от 0 до 10 МПа

Метрологические характеристики канала измерения температуры:

Средства измерений

- диапазон измерений от -40 до 60 °С

Параметры УЗПР

- средний внутренний диаметр:
  * входного сечения корпуса УЗПР 400 мм
  * ИТ или его фланца в месте его стыковки с УЗПР 400 мм
- применяется поправочный коэффициент, учитывающий отличие температуры и давления газа при рабочих условиях от условий, при которых устанавливались МХ УЗПР

Результаты расчета

ТЯЖЕЛЫЙ СОСТАВ

Температура, °C	-5	-5	10	40	40
Абс. давление, МПа	5	7,5	7	5	7,5
Расход при рабочих условиях м³/ч	Расход, приведённый к стандартным условиях, м³/ч **Относительная погрешность, %**				
18363,95	1138880,44 **±1,1**	1839762,39 **±1,5**	1535359,10 **±1,2**	911627,16 **±0,83**	1413637,13 **±0,97**
14691	911094,43 **±1,1**	1471793,88 **±1,5**	1228273,91 **±1,2**	729293,78 **±0,83**	1130897,39 **±0,97**
11018	683305,32 **±1,1**	1103820,36 **±1,5**	921184,53 **±1,2**	546957,93 **±0,83**	848153,80 **±0,97**
10000	620171,83 **±1,1**	1001833,69 **±1,5**	836072,36 **±1,2**	496422,15 **±0,83**	769789,25 **±0,97**
7346	455578,22 **±1,1**	735947,03 **±1,5**	614178,76 **±1,2**	364671,71 **±0,83**	565487,18 **±0,97**
5000	310085,91 **±1,1**	500916,85 **±1,5**	418036,18 **±1,2**	248211,08 **±0,83**	384894,63 **±0,97**
3673	227789,11 **±1,1**	367973,52 **±1,5**	307089,38 **±1,2**	182335,86 **±0,83**	282743,59 **±0,97**
1500	93025,77 **±1,1**	150275,05 **±1,5**	125410,85 **±1,2**	74463,32 **±0,83**	115468,39 **±0,97**
83,47	5176,57 **±1,1**	8362,31 **±1,5**	6978,70 **±1,2**	4143,64 **±0,83**	6425,43 **±0,97**
83,469	5176,51 **±1,1**	8362,21 **±1,5**	6978,61 **±1,2**	4143,59 **±0,84**	6425,35 **±0,97**
38,472	2385,93 **±2,0**	3854,25 **±2,3**	3216,54 **±2,1**	1909,84 **±2,1**	2961,53 **±2,2**

Результаты расчета

ЛЕГКИЙ СОСТАВ

Температура, °C	-5	-5	10	40	40
Абс. давление, МПа	5	7,5	7	5	7,5
Расход при рабочих условиях м³/ч	Расход, приведённый к стандартным условиях, м³/ч **Относительная погрешность, %**				
17770,57	1123691,82 **±0,97**	1839930,09 **±1,4**	1520499,21 **±1,1**	891222,66 **±0,79**	1389786,27 **±0,89**
14216	898924,63 **±0,97**	1471896,86 **±1,4**	1216360,35 **±1,1**	712955,26 **±0,79**	1111793,35 **±0,89**
10662	674193,47 **±0,97**	1103922,64 **±1,4**	912270,26 **±1,1**	534716,45 **±0,79**	833845,02 **±0,89**
10000	632333,02 **±0,97**	1035380,46 **±1,4**	855627,71 **±1,1**	501516,08 **±0,79**	782071,86 **±0,89**
7108	449462,31 **±0,97**	735948,43 **±1,4**	608180,18 **±1,1**	356477,63 **±0,79**	555896,68 **±0,89**
5000	316166,51 **±0,97**	517690,23 **±1,4**	427813,85 **±1,1**	250758,04 **±0,79**	391035,93 **±0,89**
3554	224731,16 **±0,97**	367974,21 **±1,4**	304090,09 **±1,1**	178238,82 **±0,79**	277948,34 **±0,89**
1500	94849,95 **±0,97**	155307,07 **±1,4**	128344,16 **±1,1**	75227,41 **±0,79**	117310,78 **±0,89**
83,47	5278,08 **±0,97**	8642,32 **±1,4**	7141,92 **±1,1**	4186,15 **±0,79**	6527,95 **±0,89**
83,469	5278,02 **±0,98**	8642,22 **±1,4**	7141,84 **±1,1**	4186,10 **±0,80**	6527,88 **±0,90**
37,543	2373,97 **±2,0**	3887,13 **±2,2**	3212,28 **±2,1**	1882,84 **±2,1**	2936,13 **±2,1**

Результаты расчета

РАБОЧИЙ СОСТАВ

Температура, °C	-5	-5	10	40	40
Абс. давление, МПа	5	7,5	7	5	7,5
Расход при рабочих условиях м³/ч	Расход, приведённый к стандартным условиях, м³/ч **Относительная погрешность, %**				
17937,01	1127556,98 **±1,0**	1838387,96 **±1,4**	1523964,64 **±1,1**	896819,02 **±0,80**	1396103,44 **±0,91**
14350	902070,23 **±1,0**	1470750,55 **±1,4**	1219205,02 **±1,1**	717474,81 **±0,80**	1116913,26 **±0,91**
10762	676521,24 **±1,0**	1103011,66 **±1,4**	914361,28 **±1,1**	538081,11 **±0,80**	837646,03 **±0,91**
10000	628620,37 **±1,0**	1024913,27 **±1,4**	849620,22 **±1,1**	499982,45 **±0,80**	778336,77 **±0,91**
7175	451035,11 **±1,0**	735375,27 **±1,4**	609602,51 **±1,1**	358737,41 **±0,80**	558456,63 **±0,91**
5000	314310,18 **±1,0**	512456,64 **±1,4**	424810,11 **±1,1**	249991,22 **±0,80**	389168,38 **±0,91**
3587	225486,13 **±1,0**	367636,39 **±1,4**	304758,77 **±1,1**	179343,70 **±0,80**	279189,40 **±0,91**
1500	94293,06 **±1,0**	153736,99 **±1,4**	127443,03 **±1,1**	74997,37 **±0,80**	116750,51 **±0,91**
83,47	5247,09 **±1,0**	8554,95 **±1,4**	7091,78 **±1,1**	4173,35 **±0,80**	6496,78 **±0,91**
83,469	5247,03 **±1,0**	8554,85 **±1,4**	7091,70 **±1,1**	4173,30 **±0,81**	6496,70 **±0,91**
37,795	2375,87 **±2,0**	3873,66 **±2,2**	3211,14 **±2,1**	1889,68 **±2,1**	2941,72 **±2,1**

Заключение

Пределы относительной погрешности измерений объёмного расхода и/или объёма Природного газа, приведённых к стандартным условиям, СООТВЕТСТВУЮТ обязательным метрологическим требованиям к измерениям, утверждённым постановлением Правительства РФ № 1847 (от 16.11.2020) и НЕ ПРЕВЫШАЮТ:

- ±1,5 % в диапазоне от 100000 м³/ч
- ±2,0 % в диапазоне от 20000 до 100000 м³/ч
- ±2,5 % в диапазоне от 1000 до 20000 м³/ч

ИТОГОВЫЙ РАСХОД

	Расход при рабочих условиях, м³/ч	
Тип расчета	**Минимальный**	**Максимальный**
Тяжелый состав	38,472	18363,95
Рабочий состав	37,795	17937,01
Легкий состав	37,543	17770,57
ИТОГОВЫЙ	**38,472**	**17770,57**

ИТОГОВЫЙ РАСХОД, ПРИВЕДЕННЫЙ К СТАНДАРТНЫМ УСЛОВИЯМ

	Расход, приведенный к стандартным условиям, м³/ч	
Тип расчета	**Минимальный**	**Максимальный**
Тяжелый состав	1909,84	1839762,39
Рабочий состав	1889,68	1838387,96
Легкий состав	1882,84	1839930,09
ИТОГОВЫЙ	**1909,84**	**1839762,39**



/М.М. Гильманов

Программный модуль ГОСТ 8.611-2024 Программное обеспечение ISOft, 1.19.2
Разработчик ПО: ООО "Цифровая Метрология"
Пользователь ПО: ООО "Цифровая Метрология"

Результаты расчета № 1-3 от 10.10.2025

Исполнитель - М.М. Гильманов
Наименование - Инструкция "Объемный расход и объем газа. Методика измерений с применением расходомеров-счетчиков ультразвуковых модельного ряда ИРВИС".
Объект - Расходомер-счетчик ультразвуковой модельного ряда ИРВИС.
Адрес - Адрес объекта

Параметры расчета

Измеряемая среда - Природный газ
Уровень точности измерений - B
Вид измерения:
Измерение объема газа горючего природного, приведенного к стандартным условиям при переработке, транспортировке, хранении, реализации и потреблении
Метод расчета расхода - pTZ-пересчет
Метод расчета свойств - ГОСТ 30319.2-2015 (сокращенный состав)

Параметры измеряемой среды

Параметр	Минимальный	Рабочий	Максимальный
Температура, °C	-23,15	5	40
Абсолютное давление, МПа	0,1	0,24	1,6
Расход при рабочих условиях, м³/ч	142	1500	2050

Компонент	Легкий состав	Рабочий состав	Тяжелый состав
Азот, % мол. доли	0	0,58	3
Диоксид углерода, % мол. доли	0	0,21	1
Плотность при стандартных условиях, кг/м³ (УПВ)	0,71	0,7	0,66

Средства измерений

Измерительно-вычислительный комплекс
ИРВИС-Ультра, модель ИРВИС-Ультра-Пп, DN150
- № 74731-19 в ФИФОЕИ
- диапазон расхода при рабочих условиях для тяжелого состава от 14,058 до 3030,18 м³/ч
- диапазон расхода при рабочих условиях для рабочего состава от 13,549 до 2910,99 м³/ч
- диапазон расхода при рабочих условиях для легкого состава от 13,514 до 2882,39 м³/ч
- итоговый диапазон расхода при рабочих условиях от 14,058 до 2882,39 м³/ч
- количество поддиапазонов 2
- погрешность (относительная, %) ±(0,7+1,8*(qPer-q)/(qPer-qMin)*qMin/q) (в диапазоне от qMin до qPer)
- погрешность (относительная, %) ±0,70 (в диапазоне от qPer до qMax)
- доп. погрешность (относительная, %) ±0,60

Метрологические характеристики канала измерения давления:
- диапазон измерений от 0 до 2,5 МПа

Метрологические характеристики канала измерения температуры:
- диапазон измерений от -40 до 60 °C

Средства измерений

Параметры УЗПР

- средний внутренний диаметр:
  * входного сечения корпуса УЗПР 150 мм
  * ИТ или его фланца в месте его стыковки с УЗПР 150 мм
- применяется поправочный коэффициент, учитывающий отличие температуры и давления газа при рабочих условиях от условий, при которых устанавливались МХ УЗПР

Программный модуль ГОСТ 8.611-2024 Программное обеспечение ISOft, 1.19.2

Результаты расчета

ТЯЖЕЛЫЙ СОСТАВ

Температура, °C	-23,15	-23,15	5	40	40
Абс. давление, МПа	0,1	1,6	0,24	0,1	1,6
Расход при рабочих условиях м³/ч	Расход, приведённый к стандартным условиях, м³/ч **Относительная погрешность, %**				
3030,18	3510,70 **±0,94**	58585,72 **±1,2**	7586,88 **±0,94**	2798,52 **±0,94**	45589,11 **±0,99**
2424	2808,39 **±0,94**	46865,79 **±1,2**	6069,15 **±0,94**	2238,68 **±0,94**	36469,12 **±0,99**
2050	2375,08 **±0,94**	39634,85 **±1,2**	5132,73 **±0,94**	1893,27 **±0,94**	30842,28 **±0,99**
1818	2106,29 **±0,94**	35149,34 **±1,2**	4551,86 **±0,94**	1679,01 **±0,94**	27351,84 **±0,99**
1500	1737,87 **±0,94**	29001,11 **±1,2**	3755,66 **±0,94**	1385,32 **±0,94**	22567,53 **±0,99**
1212	1404,20 **±0,94**	23432,90 **±1,2**	3034,57 **±0,94**	1119,34 **±0,94**	18234,56 **±0,99**
606	702,10 **±0,94**	11716,45 **±1,2**	1517,29 **±0,94**	559,67 **±0,94**	9117,28 **±0,99**
142	164,52 **±0,94**	2745,44 **±1,2**	355,54 **±0,94**	131,14 **±0,94**	2136,39 **±0,99**
66,45	76,99 **±0,94**	1284,75 **±1,2**	166,38 **±0,94**	61,37 **±0,94**	999,74 **±0,99**
66,449	76,99 **±0,94**	1284,73 **±1,2**	166,37 **±0,94**	61,37 **±0,95**	999,73 **±0,99**
14,058	16,29 **±2,3**	271,80 **±2,0**	35,20 **±2,3**	12,98 **±2,5**	211,50 **±2,4**

Программный модуль ГОСТ 8.611-2024 Программное обеспечение ISOft, 1.19.2

Результаты расчета

ЛЕГКИЙ СОСТАВ

Температура, °C	-23,15	-23,15	5	40	40
Абс. давление, МПа	0,1	1,6	0,24	0,1	1,6
Расход при рабочих условиях м³/ч	Расход, приведённый к стандартным условиях, м³/ч **Относительная погрешность, %**				
2882,39	3340,44 **±0,95**	56550,94 **±1,1**	7224,09 **±0,95**	2661,73 **±0,95**	43672,25 **±0,98**
2306	2672,45 **±0,95**	45242,48 **±1,1**	5779,50 **±0,95**	2129,47 **±0,95**	34939,13 **±0,98**
2050	2375,77 **±0,95**	40219,90 **±1,1**	5137,89 **±0,95**	1893,07 **±0,95**	31060,37 **±0,98**
1729	2003,76 **±0,95**	33922,05 **±1,1**	4333,37 **±0,95**	1596,64 **±0,95**	26196,77 **±0,98**
1500	1738,37 **±0,95**	29429,19 **±1,1**	3759,43 **±0,95**	1385,17 **±0,95**	22727,10 **±0,98**
1153	1336,23 **±0,95**	22621,24 **±1,1**	2889,75 **±0,95**	1064,73 **±0,95**	17469,57 **±0,98**
576	667,53 **±0,95**	11300,81 **±1,1**	1443,62 **±0,95**	531,91 **±0,95**	8727,21 **±0,98**
142	164,57 **±0,95**	2785,96 **±1,1**	355,89 **±0,95**	131,13 **±0,95**	2151,50 **±0,98**
59,42	68,86 **±0,95**	1165,79 **±1,1**	148,92 **±0,95**	54,87 **±0,95**	900,30 **±0,98**
59,419	68,86 **±0,95**	1165,77 **±1,1**	148,92 **±0,95**	54,87 **±0,95**	900,28 **±0,98**
13,514	15,66 **±2,3**	265,14 **±2,0**	33,87 **±2,2**	12,48 **±2,5**	204,76 **±2,4**

Результаты расчета

РАБОЧИЙ СОСТАВ

Температура, °C	-23,15	-23,15	5	40	40
Абс. давление, МПа	0,1	1,6	0,24	0,1	1,6
Расход при рабочих условиях м³/ч	Расход, приведённый к стандартным условиях, м³/ч **Относительная погрешность, %**				
2910,99	3373,38 **±0,94**	56934,42 **±1,1**	7294,25 **±0,94**	2688,21 **±0,94**	44040,81 **±0,97**
2329	2698,94 **±0,94**	45551,61 **±1,1**	5835,92 **±0,94**	2150,76 **±0,94**	35235,79 **±0,97**
2050	2375,63 **±0,94**	40094,80 **±1,1**	5136,81 **±0,94**	1893,11 **±0,94**	31014,76 **±0,97**
1747	2024,50 **±0,94**	34168,59 **±1,1**	4377,57 **±0,94**	1613,30 **±0,94**	26430,63 **±0,97**
1500	1738,26 **±0,94**	29337,66 **±1,1**	3758,64 **±0,94**	1385,20 **±0,94**	22693,73 **±0,97**
1164	1348,89 **±0,94**	22766,02 **±1,1**	2916,71 **±0,94**	1074,92 **±0,94**	17610,33 **±0,97**
582	674,45 **±0,94**	11383,01 **±1,1**	1458,35 **±0,94**	537,46 **±0,94**	8805,17 **±0,97**
142	164,56 **±0,94**	2777,30 **±1,1**	355,82 **±0,94**	131,13 **±0,94**	2148,34 **±0,97**
60,73	70,38 **±0,94**	1187,78 **±1,1**	152,17 **±0,94**	56,08 **±0,94**	918,79 **±0,97**
60,729	70,38 **±0,94**	1187,76 **±1,1**	152,17 **±0,94**	56,08 **±0,95**	918,78 **±0,97**
13,549	15,70 **±2,3**	265,00 **±2,0**	33,95 **±2,2**	12,51 **±2,5**	204,98 **±2,4**

Заключение

Пределы относительной погрешности измерений объёмного расхода и/или объёма Природного газа, приведённых к стандартным условиям, СООТВЕТСТВУЮТ обязательным метрологическим требованиям к измерениям, утверждённым постановлением Правительства РФ № 1847 (от 16.11.2020) и НЕ ПРЕВЫШАЮТ:

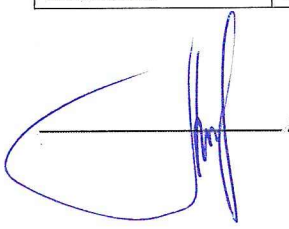
- ±2,0 % в диапазоне от 20000 до 100000 м³/ч
- ±2,5 % в диапазоне от 1000 до 20000 м³/ч
- ±3,0 % в диапазоне от 150 до 1000 м³/ч
- ±4,0 % в диапазоне до 150 м³/ч

ИТОГОВЫЙ РАСХОД

	Расход при рабочих условиях, м³/ч	
Тип расчета	**Минимальный**	**Максимальный**
Тяжелый состав	14,058	3030,18
Рабочий состав	13,549	2910,99
Легкий состав	13,514	2882,39
ИТОГОВЫЙ	**14,058**	**2882,39**

ИТОГОВЫЙ РАСХОД, ПРИВЕДЕННЫЙ К СТАНДАРТНЫМ УСЛОВИЯМ

	Расход, приведенный к стандартным условиям, м³/ч	
Тип расчета	**Минимальный**	**Максимальный**
Тяжелый состав	12,98	58585,72
Рабочий состав	12,51	56934,42
Легкий состав	12,48	56550,94
ИТОГОВЫЙ	**12,98**	**56550,94**



/М.М. Гильманов

Программный комплекс «Расходомер ИСО»
Модуль «ГОСТ 8.611-2024»
Версия 3.0 от 01.07.2025
Пользователь: ООО «Цифровая Метрология»
Расчёт № 1-4 от 10.10.2025

ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Наименование узла измерений/объекта - Инструкция "Объемный расход и объем газа. Методика измерений с применением расходомеров-счетчиков ультразвуковых модельного ряда ИРВИС".
Принадлежит - Расходомер-счетчик ультразвуковой модельного ряда ИРВИС. DN150 (от Qпер до Qнаиб).
Установлен - Адрес объекта
Метод приведения объёмного расхода газа к стандартным условиям - pTZ-пересчёт
Метод расчёта - Прямой

ИЗМЕРЯЕМАЯ СРЕДА

Измеряемая среда - Природный газ
Стандартные условия - Температура 20 °C и абсолютное давление 0,101325 МПа
Плотность при стандартных условиях.....0,7 кг/м³

Молярные доли компонентов:
Азот (N_2).....0,58 %
Диоксид углерода (CO_2).....0,21 %

ПАРАМЕТРЫ ИЗМЕРЕНИЙ

Объёмный расход при рабочих условиях.....1500 м³/ч
Температура.....5 °C
Атмосферное давление.....0,101325 МПа
Абсолютное давление.....0,24 МПа

Метод расчёта физических свойств - ГОСТ 30319.2-2015
* Коэффициент сжимаемости при рабочих условиях.....0,9942
* Коэффициент сжимаемости при стандартных условиях.....0,9979
* Скорость звука.....422,2472 м/с
* Объёмный расход, приведенный к стандартным условиям.....3758,55 м³/ч

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

Отклонение среднего внутреннего диаметра сечения ИТ или его фланца, расположенного непосредственно перед корпусом УЗПР, от среднего внутреннего диаметра входного сечения корпуса УЗПР превышает 1%

Средний внутренний диаметр:
входного сечения корпуса УЗПР.....150 мм
ИТ или его фланца в месте его стыковки с УЗПР.....150 мм

Показания УЗПР корректируются путем умножения расхода на поправочный коэффициент, учитывающий изменение геометрических параметров его корпуса, обусловленные отличием температуры и давления газа при рабочих условиях от условий, при которых устанавливались метрологические характеристики или дополнительная погрешность является незначимой (не превышает 1/6 основной погрешности УЗПР)

СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Наименование измерительного комплекса - ИРВИС-Ультра-Пп16-DN150-ВП-ГОТ
Относительная погрешность:
основная.....0,7 %
дополнительная.....0,6 %

Измерительный комплекс включает в себя УЗПР
Пределы измерений:

от.....60,73 м³/ч
до.....2910,99 м³/ч
Относительная погрешность:
основная.....0 %
дополнительная.....0 %

Метрологические характеристики канала измерения температуры измерительного комплекса
Пределы измерений:
от.....-40 °С
до.....60 °С
Относительная погрешность:
основная.....0 %
дополнительная.....0 %

Метрологические характеристики канала измерения абсолютного давления измерительного комплекса
Верхний предел измерения .....2,5 МПа
Относительная погрешность:
основная.....0 %
дополнительная.....0 %

Плотность при стандартных условиях условно-постоянная величина, изменяется
от.....0,66 кг/м³
до.....0,71 кг/м³

Молярные доли компонентов, принятые условно-постоянной величиной, изменяются:
Азот (N_2).....от 0 до 3 %
Диоксид углерода (CO_2).....от 0 до 1 %

ОЦЕНКА ПОГРЕШНОСТИ

Относительная погрешность:
* плотности при стандартных условиях.....3,7 %
* давления.....0 %
* температуры.....0 %
* отношения коэффициентов сжимаемости.....0,16 %
* измерительного комплекса.....0,93 %
* объёмного расхода, приведенного к стандартным условиям.....0,94 %

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

Температура, °С		-23,15	-23,15	5	40	40
Абсолютное давление, МПа		0,1	1,6	0,24	0,1	1,6
Расход газа при рабочих условиях		Расход газа, приведённый к стандартным условиям, м³/ч Относительная погрешность измерения расхода, %				
м³/ч	%					
2910,99	100	3373,29 0,94	56933 1,1	7294,07 0,94	2688,14 0,94	44039,7 0,97
2050	70,4228	2375,57 0,94	40093,8 1,1	5136,69 0,94	1893,06 0,94	31014 0,97
1747	60,0139	2024,45 0,94	34167,7 1,1	4377,46 0,94	1613,26 0,94	26430 0,97
582	19,9932	674,429 0,94	11382,7 1,1	1458,32 0,94	537,445 0,94	8804,95 0,97
142	4,87807	164,551 0,94	2777,23 1,1	355,81 0,94	131,129 0,94	2148,29 0,97
60,73	2,08623	70,3747 0,94	1187,75 1,1	152,171 0,94	56,0809 0,94	918,77 0,97

Рассчитанная относительная погрешность СООТВЕТСТВУЕТ выбранному уровню точности: 2,5%.
Рассчитанная относительная погрешность измерения расхода УДОВЛЕТВОРЯЕТ показателям точности, установленным Постановлением Правительства РФ № 1847 от 16.11.2020 в диапазоне изменения:
температуры от минус 23,15 до 40 °С;
абс. давления от 0,1 до 1,6 МПа;
объёмного расхода при рабочих условиях от 60,73 до 2910,99 м³/ч.

Исполнитель - _____ Гильманов М.М.

Программный комплекс "ИРВИС-ТП"
модуль "Расчет погрешности" версия 1.0.0.52 от 11.09.25
Расчет № 1-5 от 03.10.2025

Параметры прибора:

Тип прибора: ИРВИС-Ультра
Модификация прибора: полно проходной, четыре луча.
Диаметр условного прохода DN: 150 мм.

Параметры измеряемой среды

Параметр	Минимальный	Рабочий	Максимальный
Температура, °С	-23,15	5	40
Абсолютное давление, МПа	0,1	0,24	1,6
Расход при рабочих условиях, м³/ч	142	1500	2050

Компонент	Легкий состав	Рабочий состав	Тяжелый состав
Азот, % мол. доли	0	0,58	3
Диоксид углерода, % мол. доли	0	0,21	1
Плотность при стандартных условиях, кг/м³	0,71	0,7	0,66

Результаты расчета

ЛЕГКИЙ СОСТАВ

Температура, ° С	-23,15	-23,15	5	40	40
Абс. давление, МПа	0,1	1,6	0,24	0,1	1,6
Расход при рабочих условиях, м³/ч	Расход приведенный к стандартным условиям, м³/ч				
	Относительная погрешность, %				
2882,391	3340,37	56550,00	7223,96	2661,68	43671,51
	0,94	1,10	0,94	0,94	0,97
2627	3044,40	51539,45	6583,89	2425,85	39802,05
	0,94	1,10	0,94	0,94	0,97
2050	2375,72	40219,22	5137,79	1893,03	31059,84
	0,94	1,10	0,94	0,94	0,97
1970	2283,01	38649,68	4937,29	1819,16	29847,75
	0,94	1,10	0,94	0,94	0,97
1500	1738,33	29428,69	3759,36	1385,14	22726,71
	0,94	1,10	0,94	0,94	0,97
1314	1522,78	25779,54	3293,20	1213,39	19908,60
	0,94	1,10	0,94	0,94	0,97
657	761,39	12889,77	1646,60	606,69	9954,30
	0,94	1,10	0,94	0,94	0,97
142	164,56	2785,92	355,89	2661,68	2151,46
	0,94	1,10	0,94	0,94	0,97
59,4	68,84	1165,38	148,87	54,85	899,98
	0,94	1,10	0,94	0,94	0,97
59,399	68,84	1165,36	148,87	54,85	899,96
	0,94	1,10	0,94	0,94	0,97
13,464	15,60	264,15	33,74	12,43	203,99
	2,2	2,0	2,2	2,5	2,3

ТЯЖЕЛЫЙ СОСТАВ

Температура, ° С	-23,15	-23,15	5	40	40
Абс. давление, МПа	0,1	1,6	0,24	0,1	1,6
Расход при рабочих условиях, м³/ч	Расход приведенный к стандартным условиям, м³/ч				
	Относительная погрешность, %				
3030,187	3510,53	58582,99	7586,52	2798,38	45587,00
	0,94	1,10	0,94	0,93	0,98
2742	3176,66	53011,43	6865,00	2532,24	41251,43
	0,94	1,10	0,94	0,93	0,98
2050	2374,96	39632,91	5132,48	1893,18	30840,79
	0,94	1,10	0,94	0,93	0,98
2057	2383,07	39768,24	5150,00	1899,64	30946,10
	0,94	1,10	0,94	0,93	0,98
1500	1737,78	28999,69	3755,47	1385,25	22566,43
	0,94	1,10	0,94	0,93	0,98
1371	1588,33	26505,72	3432,50	1266,12	20625,72
	0,94	1,10	0,94	0,93	0,98
686	794,74	13262,52	1717,50	633,52	10320,38
	0,94	1,10	0,94	0,93	0,98
142	164,51	2745,30	355,52	131,14	2136,29
	0,94	1,10	0,94	0,93	0,98
66,5	77,04	1285,65	166,49	61,41	1000,45
	0,94	1,10	0,94	0,93	0,98
66,499	77,04	1285,63	166,49	61,41	1000,43
	0,94	1,10	0,94	0,93	0,98
14,03	16,25	271,24	35,13	12,96	211,07
	2,3	2,0	2,3	2,5	2,3

РАБОЧИЙ СОСТАВ

Температура, ° С	-23,15	-23,15	5	40	40
Абс. давление, МПа	0,1	1,6	0,24	0,1	1,6
Расход при рабочих условиях, м³/ч	Расход приведенный к стандартным условиям, м³/ч				
	Относительная погрешность, %				
2910,984	3373,29	56933,00	7294,06	2688,14	44039,72
	0,94	1,06	0,94	0,94	0,96
2649	3069,70	51809,12	6637,61	2446,21	40076,22
	0,94	1,06	0,94	0,94	0,96
2050	2375,57	40093,88	5136,69	1893,06	31014,06
	0,94	1,06	0,94	0,94	0,96
1987	2302,56	38861,73	4978,83	1834,89	30060,95
	0,94	1,06	0,94	0,94	0,96
1500	1738,22	29336,99	3758,55	1385,17	22693,22
	0,94	1,06	0,94	0,94	0,96
1324	1534,27	25894,78	3317,55	1222,64	20030,54
	0,94	1,06	0,94	0,94	0,96
662	767,13	12947,39	1658,78	611,32	10015,27
	0,94	1,06	0,94	0,94	0,96
142	164,55	2777,23	355,81	131,13	2148,29
	0,94	1,06	0,94	0,94	0,96
60,7	70,34	1187,17	152,10	56,05	918,32
	0,94	1,06	0,94	0,94	0,96
60,699	70,34	1187,15	152,09	56,05	918,30
	0,94	1,06	0,94	0,94	0,96
13,576	15,73	265,52	34,02	12,54	205,39
	2,2	2,0	2,2	2,5	2,3

Заключение

Пределы относительной погрешности измерений объёмного расхода и/или объёма Природного газа, приведённых к стандартным условиям, СООТВЕТСТВУЮТ обязательным метрологическим требованиям к измерениям, утверждённым постановлением Правительства РФ № 1847 (от 16.11.2020) и НЕ ПРЕВЫШАЮТ:

- ±2,0 % в диапазоне от 20000 до 100000 м³/ч
- ±2,5 % в диапазоне от 1000 до 20000 м³/ч
- ±3,0 % в диапазоне от 150 до 1000 м³/ч
- ±4,0 % в диапазоне до 150 м³/ч

Итоговый расход

	Расход при рабочих условиях, м³/ч	
Тип расчета	**Минимальный**	**Максимальный**
Тяжелый состав	14,03	3030,19
Рабочий состав	13,576	2910,98
Легкий состав	13,464	2882,39
ИТОГОВЫЙ	**14,03**	**2882,39**

Итоговый расход, приведенный к стандартным условиям

	Расход, приведенный к стандартным условиях, м³/ч	
Тип расчета	**Минимальный**	**Максимальный**
Тяжелый состав	12,96	58582,99
Рабочий состав	12,54	56933,00
Легкий состав	12,43	56550,00
ИТОГОВЫЙ	**12,96**	**56550,00**

Программный комплекс "ИРВИС-ТП"
модуль "Расчет погрешности" версия 1.0.0.52 от 11.09.25
Расчет № 1-6 от 10.10.2025

Параметры прибора:

Тип прибора: ИРВИС-Ультра
Модификация прибора: полнопроходной, два луча.
Диаметр условного прохода DN: 100 мм.

Параметры измеряемой среды

Заданный диапазон абс. давлений измеряемой среды: от 0,2 МПа до 0,6 МПа
Заданный диапазон температур измеряемой среды: от -40 °С. до 60 °С.
Тип измеряемой среды: воздух
Заданная погрешность при стандартных условиях: ±4 %

Относительная погрешность измерения расхода газа при стандартных условиях

Температура, °С		-40	-40	60	60
Абс. давление, МПа		0,2	0,6	0,2	0,6
Q наиб.	Q, м³/ч	2181	6577	1820	5461
	δ, %	±1,0	±1,0	±1,0	±1,0
Q перех.	Q, м³/ч	14,6	38,6	19,4	26,8
	δ, %	±1,0	±1,0	±1,0	±1,0
Q наим.	Q, м³/ч	3,47	10,5	2,89	8,68
	δ, %	±3,5	±3,5	±3,5	±3,5

Результаты расчета для граничных условий эксплуатации при СУ:
при Pmin. Q= 3,47 - 1820 м³/ч
при Pmax. Q= 10,5 - 5461 м³/ч

БИБЛИОГРАФИЯ

[1]	Рекомендации по межгосударственной стандартизации РМГ 29–2013	Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения
[2]	Положение о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации	Утверждено постановлением Правительства Российской Федерации от 31.10.2009 г. № 879
[3]	Руководство по эксплуатации ИРВС 9100.0000.00 РЭ7	Расходомеры-счетчики ультразвуковые ИРВИС-Ультра.
[4]	СП 62.13330.2011	Свод правил. Газораспределительные системы
[5]	Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке	Утверждён приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 31.07.2020 г. № 2510
[6]	Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации газового хозяйства организаций	Утверждены постановлением Министерства труда и социального развития Российской Федерации от 12.05.2003 г. № 27
[7]	Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок	Утверждены приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 15.12.2020 г. № 903н
[8]	Правила устройства электроустановок (ПУЭ)	Утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 08.07.2002 г. № 204
[9]	Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей	Утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 13.01.2003 г. № 6
[10]	Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления»	Утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 531
[11]	Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»	Утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534
[12]	Порядок аттестации первичных референтных методик (методов) измерений, референтных методик (методов) измерений и методик (методов) измерений и	Утверждён приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 15.12.2015 г. № 4091

их применения

[13] ГОСТ 8.611–2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и количество газа. Методика (метод) измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода

[14] ПМГ 96–2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Результаты и характеристики качества измерений. Формы представления