МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СОВЕТ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И СЕРТИФИКАЦИИ
(МГС)
INTERSTATE COUNCIL FOR STANDARDIZATION, METROLOGY AND CERTIFICATION
(ISC)

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ
СТАНДАРТ

**ГОСТ
8.611—
2024**

Государственная система обеспечения единства измерений

РАСХОД И ОБЪЕМ ГАЗА

Методика (метод) измерений с применением ультразвуковых преобразователей расхода

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2025

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели, основные принципы и общие правила проведения работ по межгосударственной стандартизации установлены ГОСТ 1.0 «Межгосударственная система стандартизации. Основные положения» и ГОСТ 1.2 «Межгосударственная система стандартизации. Стандарты межгосударственные, правила и рекомендации по межгосударственной стандартизации. Правила разработки, принятия, обновления и отмены»

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий — Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), Обществом с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП» (ООО ЦМ «СТП»)

2 ВНЕСЕН Межгосударственным техническим комитетом по стандартизации МТК 553 «Метрологическое обеспечение добычи и учета энергоресурсов (жидкостей и газов)»

3 ПРИНЯТ Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 31 октября 2024 г. № 178-П)

За принятие проголосовали:

Краткое наименование страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Код страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Сокращенное наименование национального органа по стандартизации
Армения	AM	ЗАО «Национальный орган по стандартизации и метрологии» Республики Армения
Беларусь	BY	Госстандарт Республики Беларусь
Казахстан	KZ	Госстандарт Республики Казахстан
Киргизия	KG	Кыргызстандарт
Россия	RU	Росстандарт
Узбекистан	UZ	Узбекское агентство по техническому регулированию

4 Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 4 декабря 2024 г. № 1834-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 8.611—2024 введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 июля 2025 г.

5 ВЗАМЕН ГОСТ 8.611—2013

Информация о введении в действие (прекращении действия) настоящего стандарта и изменений к нему на территории указанных выше государств публикуется в указателях национальных стандартов, издаваемых в этих государствах, а также в сети Интернет на сайтах соответствующих национальных органов по стандартизации.

В случае пересмотра, изменения или отмены настоящего стандарта соответствующая информация будет опубликована на официальном интернет-сайте Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации в каталоге «Межгосударственные стандарты»

© Оформление. ФГБУ «Институт стандартизации», 2025

В Российской Федерации настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 2
4 Обозначения и сокращения 6
5 Требования к показателям точности измерений 7
6 Метод измерений 8
7 Требования к квалификации обслуживающего персонала и безопасности 14
8 Требования к условиям проведения измерений 15
9 Средства измерений, обработки, вспомогательные и дополнительные устройства 15
10 Подготовка к выполнению измерений 33
11 Порядок выполнения измерений и обработка их результатов 35
12 Контроль соблюдения требований методики измерений 36
13 Оценка погрешности результата измерений 40
Приложение А (справочное) Процедура расчета дополнительной погрешности измерений расхода и объема газа, обусловленной изменением геометрических параметров корпуса ультразвукового преобразователя расхода 47
Приложение Б (рекомендуемое) Форма акта подтверждения реализуемости методики измерений . . . 49
Приложение В (справочное) Оценка неопределенности результата измерений 51
Библиография 56

Введение

В настоящем стандарте изложена стандартизированная методика измерений объемного расхода и объема, приведенных к стандартным условиям, газа с применением ультразвуковых преобразователей расхода.

Методика измерений, изложенная в настоящем стандарте, аттестована и зарегистрирована в едином реестре методик измерений Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений под номером ФР.1.29.2024.49397.

М Е Ж Г О С У Д А Р С Т В Е Н Н Ы Й С Т А Н Д А Р Т

Государственная система обеспечения единства измерений

РАСХОД И ОБЪЕМ ГАЗА

Методика (метод) измерений с применением ультразвуковых преобразователей расхода

State system for ensuring the uniformity of measurements.
Flow rate and volume of gas. Measurement procedure (method) using ultrasonic flow transducers

Дата введения — 2025—07—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает методику (метод) измерений объемного расхода и объема, приведенных к стандартным условиям, однокомпонентных и многокомпонентных газов, находящихся в однофазном состоянии, с применением ультразвуковых преобразователей расхода.

1.2 Настоящий стандарт распространяется на ультразвуковые преобразователи расхода газа с накладными электроакустическими преобразователями и ультразвуковые преобразователи расхода газа с электроакустическими преобразователями, врезанными в их корпус, и не распространяется на ультразвуковые преобразователи расхода газа с электроакустическими преобразователями, врезанными непосредственно в измерительный трубопровод.

1.3 Применение методики измерений, изложенной в настоящем стандарте, обеспечивает измерения объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, с различными уровнями точности измерений, которые выбирают в зависимости от установленных норм точности измерений.

1.4 Положения настоящего стандарта рекомендуется использовать при разработке индивидуальных методик измерений расхода и объема газа.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие межгосударственные стандарты:

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

ГОСТ 8.586.1—2005 (ИСО 5167-1:2003) 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 5542—2022 Газ природный промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия

ГОСТ 6651 Государственная система обеспечения единства измерений. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Общие технические требования и методы испытаний

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

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

ГОСТ 17310 Газы. Пикнометрический метод определения плотности

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

ГОСТ 31370 (ИСО 10715:1997) Газ природный. Руководство по отбору проб

Издание официальное

ГОСТ 31371.7 Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 7. Методика измерений молярной доли компонентов

ГОСТ 34721 Газ природный. Определение плотности пикнометрическим методом

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и классификаторов на официальном интернет-сайте Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации (gost.e-ecolog.ru по указателям национальных стандартов, издаваемым в государствах, указанных в предисловии, или на официальных сайтах соответствующих национальных органов по стандартизации. Если на документ дана недатированная ссылка, то следует использовать документ, действующий на текущий момент, с учетом всех внесенных в него изменений. Если заменен ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, то следует использовать указанную версию этого документа. Если после принятия настоящего стандарта в ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение применяется без учета данного изменения. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ 15528, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 Средства измерений и их компоненты

3.1.1 **основные средства измерений:** Ультразвуковой преобразователь расхода, а также средства измерений теплофизических характеристик и физико-химических показателей газа, используемые для корректировки показаний ультразвукового преобразователя расхода и приведения объемного расхода и объема газа к стандартным условиям.

3.1.2 **дополнительные средства измерений:** Средства измерений, предназначенные для контроля работоспособности основных средств измерений, дополнительных устройств и выполнения требований к условиям измерений.

Примечание — К дополнительным средствам измерений относятся, например, средства измерений перепада давления на фильтрах, устройстве подготовки потока.

3.1.3 **ультразвуковой преобразователь расхода:** Акустический преобразователь расхода, работающий в ультразвуковом диапазоне частот, в котором создается сигнал измерительной информации, основанный на измерении времени распространения ультразвукового импульса в текущей среде.

Ультразвуковой преобразователь расхода состоит из электроакустических преобразователей, установленных в корпусе или накладываемых на наружную поверхность измерительного трубопровода, и устройства обработки его сигналов.

3.1.4 **электроакустический преобразователь:** Устройство, преобразующее электрическую энергию в акустическую (энергию упругих колебаний среды) и обратно.

3.1.5 **устройство обработки сигналов:** Устройство, осуществляющее генерацию сигналов, поступающих на электроакустические преобразователи, обработку сигналов, поступающих с электроакустических преобразователей, и формирование стандартного выходного сигнала, пропорционального измеряемому расходу газа.

3.1.6 **корпус ультразвукового преобразователя расхода:** Элемент конструкции ультразвукового преобразователя расхода, через который проходит измеряемая среда, содержащий электроакустические преобразователи.

3.1.7 **ультразвуковой преобразователь расхода газа с накладными электроакустическими преобразователями:** Ультразвуковой преобразователь расхода газа, у которого электроакустические преобразователи накладываются на наружную поверхность его корпуса или на наружную поверхность измерительного трубопровода.

3.1.8 **ультразвуковой преобразователь расхода газа с электроакустическими преобразователями, врезанными в корпус:** Ультразвуковой преобразователь расхода газа, у которого электроакустические преобразователи установлены в его корпусе и находятся в непосредственном контакте с измеряемым газом.

3.1.9 **ультразвуковой преобразователь расхода газа с электроакустическими преобразователями, врезанными в измерительный трубопровод:** Ультразвуковой преобразователь расхода газа, у которого электроакустические преобразователи врезаются непосредственно в измерительный трубопровод и находятся в контакте с измеряемым газом.

3.1.10 **корпусной ультразвуковой преобразователь расхода:** Ультразвуковой преобразователь расхода, у которого электроакустические преобразователи установлены в его корпусе или на наружной поверхности корпуса.

3.1.11 **ультразвуковой импульс:** Сигнал (ультразвуковые колебания, волны в среде), генерируемый электроакустическими преобразователями при подаче на него возбуждающего электрического сигнала ограниченной продолжительности.

3.1.12 **акустический канал:** Совокупность измеряемой среды и пары электроакустических преобразователей, передающих и принимающих ультразвуковой импульс.

3.1.13 **акустический луч:** Прямая линия, вдоль которой распространяется ультразвуковой импульс, генерируемый электроакустическим преобразователем.

3.1.14 **акустический путь:** Траектория движения акустического импульса в потоке газа между электроакустическими преобразователями.

Примечание — При наклонном направлении акустического луча кривизна акустического пути зависит от числа Рейнольдса и числа Маха и возрастает с увеличением числа Маха и кривизны распределения скоростей потока.

3.1.15 **одноканальный ультразвуковой преобразователь расхода:** Преобразователь расхода, в котором для измерения расхода используется один акустический канал.

Примечания

1 Одноканальные ультразвуковые преобразователи часто в технической литературе называют однолучевыми или однопутевыми преобразователями расхода.

2 Акустический импульс в одноканальном преобразователе расхода газа может передаваться между электроакустическими преобразователями в виде прямых или отраженных (однократно или многократно) от стенок измерительного трубопровода акустических лучей.

3.1.16 **многоканальный ультразвуковой преобразователь расхода:** Преобразователь расхода, в котором для измерения расхода используется несколько акустических каналов.

Примечания

1 Многоканальные ультразвуковые преобразователи часто в технической литературе называют многолучевыми или многопутевыми преобразователями расхода.

2 Акустический импульс в многоканальном преобразователе расхода может передаваться между электроакустическими преобразователями в виде прямых или отраженных (однократно или многократно) от стенок измерительного трубопровода акустических лучей.

3.2 Вспомогательные и дополнительные устройства

3.2.1 **вспомогательные устройства:** Технические устройства, соединенные со средствами измерений и устройствами обработки результатов измерений, предназначенные для выполнения конкретных функций, непосредственно относящихся к преобразованию, передаче или отображению результатов измерений.

Примечания

1 К вспомогательным устройствам относятся, например, устройства повторной индикации, устройства печати, памяти, линии связи, адаптеры и межсетевые адаптеры.

2 Вспомогательные устройства могут быть интегрированы или входить в состав основных средств измерений либо средств обработки результатов измерений.

3.2.2 **дополнительные устройства:** Оборудование и устройства, предназначенные для подготовки потока и среды и обеспечивающие необходимые условия проведения измерений.

Примечание — К дополнительным устройствам относятся, например, измерительные трубопроводы, фильтры, формирователи потока, байпасные линии, задвижки, регуляторы давления.

3.2.3 **формирователь потока:** Устройство подготовки потока или струевыпрямитель, позволяющие устранить закрутку потока и/или уменьшить искажение эпюры скоростей потока газа.

3.2.4 **устройство для очистки газа:** Техническое устройство, предназначенное для защиты средств измерений, установленных на трубопроводе от капельной жидкости, смолистых веществ, а также пыли, песка, металлической окалины, ржавчины и других твердых частиц, содержащихся в потоке газа.

3.3 Средства обработки результатов измерений

3.3.1 **вычислитель (корректор):** Средство измерительной техники, которое преобразовывает выходные сигналы основных средств измерений и вычисляет объемный расход и объем газа, приведенные к стандартным условиям.

3.3.2 **измерительно-вычислительный комплекс:** Функционально объединенная совокупность средств измерительной техники, которая преобразует выходной сигнал ультразвукового преобразователя расхода, измеряет все или некоторые необходимые параметры потока и среды и вычисляет объемный расход и объем газа, приведенные к стандартным условиям.

3.4 Параметры потока и среды

3.4.1 **объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям:** Объемный расход газа, определенный путем пересчета объема газа при рабочих условиях, протекающего через первичный преобразователь в единицу времени, к стандартным условиям.

3.4.2 **параметры состояния газа:** Величины, характеризующие состояние газа.

Примечание — В настоящем стандарте в качестве параметров состояния газа приняты давление и температура газа.

3.4.3 **теплофизические характеристики газа:** Величины, характеризующие теплофизические свойства газа.

Примечание — В настоящем стандарте в качестве теплофизических характеристик газа приняты плотность при рабочих условиях, вязкость, коэффициент сжимаемости и скорость распространения звука.

3.4.4 **физико-химические показатели газа:** Величины, характеризующие физико-химические свойства газа, применяемые для расчета теплофизических характеристик газа.

Примечание — В настоящем стандарте в качестве физико-химических показателей газа приняты состав газа и плотность газа при стандартных условиях.

3.4.5 **условно-постоянная величина:** Параметр состояния газа, или физико-химический показатель, или теплофизическая характеристика, значение которого (которой) при расчетах объема газа принимают в качестве постоянной величины на определенный период времени (например, час, сутки, месяц и т. д.).

3.4.6 **статическое давление газа:** Абсолютное давление движущегося газа, которое может быть измерено посредством подключения средства измерений к отверстию для отбора давления.

3.4.7 **перепад давления:** Разность между значениями статического давления газа, измеренного в двух точках потока.

3.4.8 **потери давления газа:** Часть статического давления, идущая на преодоление сил гидравлического сопротивления.

3.4.9 **рабочие условия:** Давление и температура газа, при которых выполняют измерение его расхода и/или объема.

3.4.10 **стандартные условия:** Условия, к которым приводят измеренные при рабочих условиях объемный расход и объем газа, характеризуемые абсолютным давлением газа, равным 0,101325 МПа, и температурой газа, равной 20 °С (293,15 К).

3.4.11 **средняя скорость газа:** Отношение **о**бъемного расхода газа при рабочих условиях к площади поперечного сечения потока газа.

3.4.12 **число Рейнольдса:** Безразмерностная величина, характеризующая отношение силы инерции к силе вязкости потока газа.

3.4.13 **коэффициент сжимаемости:** Отношение действительного (реального) объема данной массы газа при определенных давлении и температуре к его объему при тех же самых условиях, вычисленному по уравнению закона идеального газа.

Примечание — В некоторых документах вместо термина «коэффициент сжимаемости» применен термин «фактор сжимаемости».

3.5 Измерительный трубопровод

3.5.1 **измерительный трубопровод:** Участок трубопровода с установленным на нем ультразвуковым преобразователем расхода, границы и геометрические характеристики которого, а также размещение на нем средств измерений и дополнительных устройств устанавливаются настоящим стандартом и/или нормативными документами на конкретные средства измерений.

3.5.2 **местное сопротивление:** Фитинг, трубопроводная арматура, фильтр и другие элементы трубопровода, искажающие кинематическую структуру потока газа.

3.5.3 **уступ:** Смещение внутренних поверхностей секций измерительного трубопровода и/или ультразвукового преобразователя расхода в месте их соединения, обусловленное смещением их осей, и/или различием значений их внутренних диаметров, и/или отклонением от круглости их внутренних сечений.

3.6 Узел измерений

3.6.1 **узел измерений расхода (объема) газа:** Совокупность средств измерений и обработки результатов измерений, измерительных трубопроводов, вспомогательных и дополнительных устройств, которые предназначены для измерения, регистрации результатов измерений и расчетов объема газа, приведенного к стандартным условиям.

3.6.2 **реконструкция узла измерений расхода (объема) газа:** Комплекс работ и организационно-технологических мероприятий, связанных с изменением конструкции узла измерений (состава средств измерений, вычислительных компонентов, их технических и метрологических характеристик, геометрических параметров измерительных трубопроводов и т. д.), оказывающих влияние на результаты и/или показатели точности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям.

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

3.7 Погрешность

3.7.1

погрешность (результата измерения): Разность между измеренным значением величины и опорным значением величины.

Примечание — Если опорное значение величины известно, как, например, при калибровке средств измерений, то известно и значение погрешности измерения. Если в качестве опорного значения выступает истинное значение величины, то значение погрешности неизвестно.

[[1], статья 5.16]

3.7.2

доверительные границы (погрешности измерения): Верхняя и нижняя границы интервала, внутри которого с заданной вероятностью находится значение погрешности измерений.

[[1], статья 5.22]

3.7.3

относительная погрешность (измерения): Погрешность измерения, выраженная отношением абсолютной погрешности измерения к опорному значению измеряемой величины.

[[1], статья 5.27]

3.7.4

стабильность (средства измерений): Свойство средства измерений, отражающее неизменность во времени его метрологических характеристик.

[[1], статья 7.50]

3.7.5 **кривая погрешности:** Зависимость погрешности измерений от значений измеряемой величины, представленная в виде таблицы или функции.

3.7.6 **уровень точности измерений:** Признак, обозначающий уровень качества измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, выражаемый значением доверительных границ относительной погрешности результата измерений.

Примечание — Термин введен с целью дифференциации требований данной методики измерений в зависимости от необходимой точности результата измерений.

3.8 Контроль соблюдения требований

3.8.1 **подтверждение реализуемости методики измерений:** Документированная процедура, включающая в себя оценку по месту и предоставление объективных доказательств того, что условия применения и конкретный узел измерений расхода (объема) газа удовлетворяют требованиям методики измерений, изложенной в настоящем стандарте.

3.8.2 **отношение сигнал/шум:** Отношение уровня ультразвукового сигнала к уровню «фонового» шума, выраженное в децибелах (дБ).

3.8.3 **качество сигнала:** Отношение числа ультразвуковых импульсов, участвующих в расчетах (удовлетворяющих определенным критериям качества, установленным производителем), к общему числу ультразвуковых импульсов, выраженное в процентах.

3.8.4 **уровень сигнала:** Уровень звукового давления ультразвукового импульса.

3.8.5 **тренд:** Тенденция к возрастанию или убыванию наблюдаемых значений, нанесенных на график в порядке их получения.

3.8.6 **смещение нуля:** Показание ультразвукового преобразователя расхода, отличное от нуля, при расходе газа, равном нулю.

3.8.7 **линеаризация:** Способ уменьшения нелинейности ультразвукового преобразователя расхода путем применения поправок, вводимых при помощи программного обеспечения устройств обработки сигнала или средств обработки результатов измерений.

4 Обозначения и сокращения

4.1 Обозначения

В настоящем стандарте применены следующие обозначения:

a — площадь поперечного внутреннего сечения ультразвукового преобразователя расхода, м^2;

c — скорость звука в неподвижном газе, м/с;

D — внутренний диаметр измерительного трубопровода, м;

d — внутренний диаметр корпуса ультразвукового преобразователя расхода, м;

DN — номинальный внутренний диаметр (условный проход), мм;

E — модуль упругости материала корпуса ультразвукового преобразователя расхода или измерительного трубопровода, МПа;

f — весовой коэффициент;

$K_{пр}$ — коэффициент преобразования ультразвукового преобразователя расхода, имп/м^3;

l — длина, м;

M — молярная масса газа, кг/кмоль;

p — абсолютное давление газа, МПа;

p_a — атмосферное давление, МПа;

$p_и$ — избыточное давление газа, МПа;

p_c — абсолютное давление, определяющее стандартные условия, МПа;

q_c — объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, м^3/с;

q_v — объемный расход газа при рабочих условиях, м^3/с;

R — молярная газовая постоянная, равная 8,314462618, кДж/(кмоль · К);

Re — число Рейнольдса;

t — температура газа, °С;

T — термодинамическая температура газа, К;

T_c — термодинамическая температура, определяющая стандартные условия, К;

δ_y — относительная погрешность результата измерений величины y, %;

V — объем газа при рабочих условиях, м^3;

V_c — объем газа, приведенный к стандартным условиям, м^3;

w — локальная скорость потока газа, м/с;

w_a — средняя скорость потока газа, м/с;

$\overline{w}$ — средняя скорость потока газа вдоль акустического пути, м/с;

x_i — молярная доля i-го компонента газа;

x_a — молярная доля азота в газе;

x_y — молярная доля диоксида углерода в газе;

y — любой контролируемый параметр;

Z — коэффициент сжимаемости газа при рабочих условиях;

Z_c — коэффициент сжимаемости газа при стандартных условиях;

α_t — температурный коэффициент линейного расширения материала, $^oC^{-1}$;

ΔV_i — приращение объема газа за i-й интервал времени осреднения параметров газа, $м^3$;

Δ_y — абсолютная погрешность величины y;

$\Delta\tau$ — интервал дискретизации, с;

Δ_ω — потери давления, Па;

μ — коэффициент Пуассона;

η — динамическая вязкость газа, Па · с;

γ — приведенная погрешность, %;

ξ — коэффициент гидравлического сопротивления;

ρ — плотность газа при рабочих условиях, $кг/м^3$;

ρ_c — плотность газа при стандартных условиях, $кг/м^3$;

τ — время, с.

Индексы, входящие в обозначения величин, обозначают следующее:

max — наибольшее значение величины;

min — наименьшее значение величины;

в — верхний предел измерений;

н — нижний предел измерений;

п — условно-постоянная величина;

с — стандартные условия.

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

4.2 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

ИВК — измерительно-вычислительный комплекс;

ИП — измерительный преобразователь;

ИТ — измерительный трубопровод;

МИ — методика измерений;

МС — местное сопротивление;

МХ — метрологические характеристики;

ПД — преобразователь давления или манометр;

ПЗ — пробоотборный зонд;

ПТ — преобразователь температуры или термометр;

ПЭА — преобразователь электроакустический;

СИ — средство(а) измерений;

УЗПР — ультразвуковой преобразователь расхода;

УИРГ — узел измерений расхода (объема) газа;

УОГ — устройство для очистки газа;

ФП — формирователь потока.

5 Требования к показателям точности измерений

Доверительные границы при доверительной вероятности 95 %, относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, по данной методике в зависимости от уровня точности приведены в таблице 1.

Таблица 1

Уровень точности измерений	Б	В	В1	Г	Г1	Д1	Д
δ_{Vc}, % или δ_{qc}, %	±0,75	±1,5	±2,0	±2,5	±3,0	±4,0	±5,0

6 Метод измерений

6.1 Принцип метода измерений

Измерения объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, выполняют косвенным методом динамических измерений, основанным на измерении с применением УЗПР объемного расхода и объема газа при рабочих условиях и их приведении к стандартным условиям с применением средства обработки результатов измерений.

Для приведения объемного расхода и объема газа при рабочих условиях к стандартным условиям используют теплофизические характеристики и физико-химические показатели газа, перечень которых в стандарте установлен в зависимости от выбранного метода приведения.

6.2 Метод измерений расхода и объема газа при рабочих условиях

Измерение объемного расхода и объема газа при рабочих условиях выполняют с применением УЗПР, принцип действия которых основан на зависимости разности времен прохождения ультразвукового импульса по и против течения газа между ПЭА от средней скорости газа вдоль акустического пути.

На рисунке 1 приведена схема одноканального УЗПР.

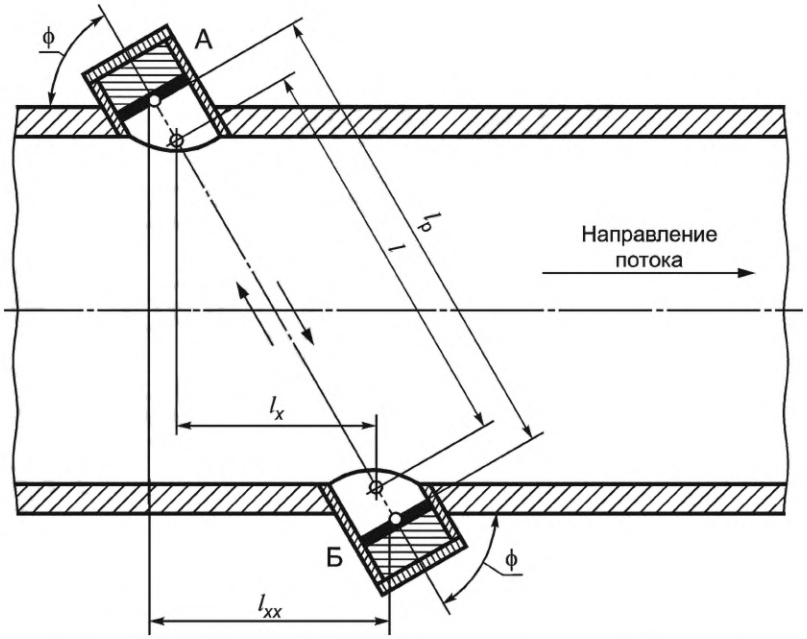


Рисунок 1 — Схема одноканального УЗПР с ПЭА, размещенными в стенке его корпуса

На обеих сторонах корпуса УЗПР в положениях А и Б размещены ПЭА, передающие и принимающие ультразвуковые импульсы. Если расход газа равен нулю, то время прохождения ультразвукового импульса, направленного от точки А в точку Б, будет равно времени прохождения ультразвукового импульса, направленного от точки Б в точку А. Если расход газа не равен нулю, то время прохождения ультразвукового импульса ($\tau_{АБ}$), направленного от точки А в точку Б, будет убывать, а время прохождения ультразвукового импульса ($\tau_{БА}$), направленного от точки Б в точку А, возрастать. В первом приближении время прохождения ультразвукового импульса может быть вычислено по формулам:

$$\tau_{АБ} = \frac{l_p}{\left(c^2 - \frac{\bar{w}^2 l_x^2}{l_{xx}^2} + \frac{\bar{w}^2 l_x^2}{l_p^2}\right)^{0,5} + \frac{\bar{w} l_x}{l_p}}, \quad (1)$$

$$\tau_{БА} = \frac{l_p}{\left(c^2 - \frac{\bar{w}^2 l_x^2}{l_{xx}^2} + \frac{\bar{w}^2 l_x^2}{l_p^2}\right)^{0,5} - \frac{\bar{w} l_x}{l_p}}, \quad (2)$$

где ϕ, l_p, l_x, l_{xx} — см. рисунок 1.

Если расстояние l_p равно l (см. рисунок 1), то формулы (1) и (2) примут вид:

$$\tau_{АБ} = \frac{l_p}{\left(c^2 - \bar{w}^2 \sin^2\phi\right)^{0,5} + \bar{w}\cos\phi}, \quad (3)$$

$$\tau_{БА} = \frac{l_p}{\left(c^2 - \bar{w}^2 \sin^2\phi\right)^{0,5} - \bar{w}\cos\phi}. \quad (4)$$

Из формул (1) и (2) или (3) и (4) следуют формулы для расчета средней скорости потока газа вдоль акустического пути и скорости звука в газе:

$$\bar{w} = \frac{l_p}{2\cos\phi}\left(\frac{1}{\tau_{АБ}} - \frac{1}{\tau_{БА}}\right), \quad (5)$$

$$c = \frac{l_p}{2}\left(\frac{1}{\tau_{АБ}} + \frac{1}{\tau_{БА}}\right). \quad (6)$$

В случае применения УЗПР, у которых ПЭА накладываются на наружную поверхность ИТ, ультразвуковой импульс попадает во внутреннюю полость ИТ после того, как проходит через ПЭА и стенку ИТ. При этом ультразвуковой луч преломляется при пересечении границ между ПЭА и ИТ, между ИТ и газом, как показано на рисунке 2.

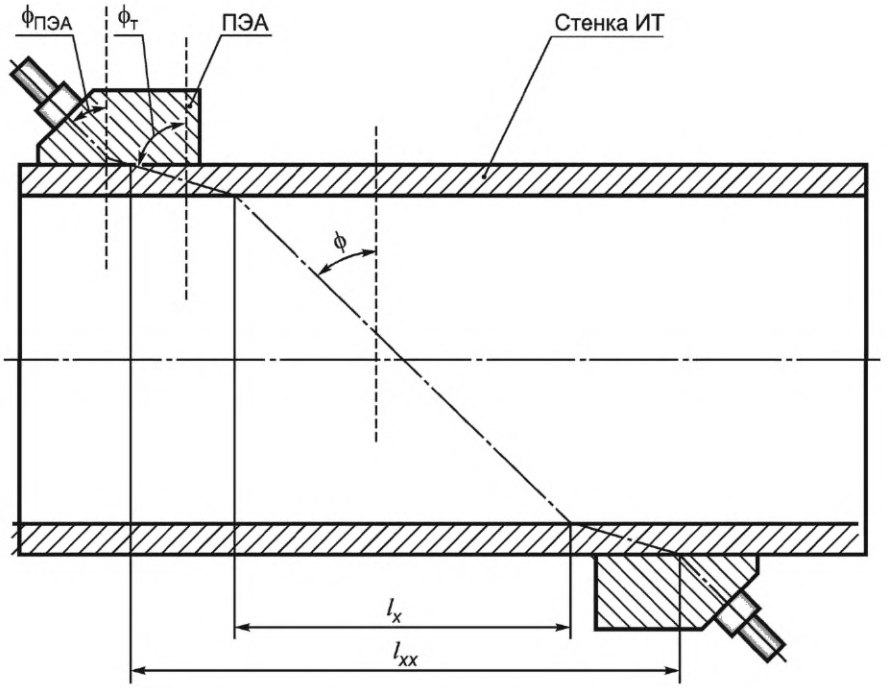


Рисунок 2 — Схема одноканального УЗПР с ПЭА, размещенными на наружной поверхности ИТ

Применение УЗПР, у которых ПЭА накладываются на наружную поверхность ИТ, имеет следующие особенности:

- расчет времен прохождения ультразвукового импульса $\tau_{АБ}$ и $\tau_{БА}$ должен проводиться с учетом времени задержки ультразвукового импульса в ПЭА и в стенке ИТ;
- расстояние l_p зависит от фазовой скорости ПЭА, толщин и материалов ИТ.

Примечание — Настоящий стандарт не предусматривает использование УЗПР с накладными ПЭА на трубопроводах, имеющих облицовку внутренней поверхности, так как это приводит к возникновению дополнительной погрешности измерений, значение которой зависит от трудно контролируемых факторов (толщина облицовки, скорость распространения звука в материале облицовки и т. д.).

Для расчета времени задержки и расстояния l_p используют измеренную фазовую скорость ПЭА, толщину стенки ИТ, скорости распространения звука в ПЭА, в стенке ИТ и в газе, а также закон преломления ультразвуковой волны на границе сред

$$\frac{\sin\phi_{ПЭА}}{c_{ПЭА}} = \frac{\sin\phi_T}{c_T} = \frac{\sin\phi}{c}, \tag{7}$$

где $\phi_{ПЭА}$, ϕ_T, ϕ — см. рисунок 2;

$c_{ПЭА}$, c_T, c — скорость распространения звука в ПЭА, в стенке ИТ и в газе соответственно.

В УЗПР измеренные средние скорости потока газа вдоль акустических путей, проверенные на достоверность и усредненные по времени, применяют для расчета средней скорости газа в измерительном сечении УЗПР.

Вид функции, используемой для расчета средней скорости газа в измерительном сечении УЗПР, зависит от числа акустических каналов, конфигурации их размещения, а также применяемого изготовителем УЗПР подхода к учету параметров потока и среды.

Если все акустические каналы расположены одинаково относительно оси измерительного участка (корпуса УЗПР), то среднюю скорость газа в измерительном сечении УЗПР рассчитывают по формуле

$$w_a = K_h \frac{1}{m} \sum_{i=1}^{m} \bar{w}_i, \tag{8}$$

где K_h — коэффициент, учитывающий положение акустических каналов относительно оси измерительного участка (корпуса УЗПР), влияние числа Re и шероховатости внутренних стенок ИТ;

m — число акустических каналов;

$\bar{w}_i$ — средняя скорость газа вдоль акустического канала.

Если акустические каналы имеют различное расположение относительно оси измерительного участка (корпуса УЗПР), то среднюю скорость газа в измерительном сечении УЗПР рассчитывают по формулам:

- при суммировании с постоянным взвешиванием

$$w_a = \sum_{i=1}^{m} \bar{w}_i \bar{f}_i, \tag{9}$$

где $\bar{f}_i$ — постоянный весовой коэффициент, учитывающий долю средней скорости газа по i-му акустическому каналу в средней скорости газа в измерительном сечении УЗПР;

- при суммировании с переменным взвешиванием

$$w_a = \sum_{i=1}^{m} \bar{w}_i f_i, \tag{10}$$

где f_i — переменный весовой коэффициент, учитывающий долю средней скорости газа по i-му акустическому каналу в средней скорости газа в измерительном сечении УЗПР, определяемый на основе заданных или измеренных переменных.

Профиль скоростей потока является функцией числа Re и шероховатости внутренних поверхностей ИТ и корпуса УЗПР.

Число Re рассчитывают по известному внутреннему диаметру корпуса УЗПР, измеренной скорости газа и значениям плотности и динамической вязкости газа по следующей формуле:

$$\mathrm{Re} = \frac{\bar{w} d \rho}{\eta}. \tag{11}$$

Методы и способы компенсации влияния числа Re на показания УЗПР определяются их изготовителем.

С целью обеспечения заявленной точности измерений шероховатость внутренних поверхностей ИТ и корпуса УЗПР должна находиться в пределах, установленных изготовителем УЗПР.

Для компенсации погрешностей УЗПР, обусловленных отклонением его геометрических параметров от их номинальных значений вследствие производственных допусков и допущениями в принятой модели расчета средней скорости газа в измерительном сечении УЗПР, изготовителем может быть применен корректирующий или калибровочный коэффициент. В общем случае, объемный расход газа при рабочих условиях с учетом корректирующего или калибровочного коэффициента может быть вычислен по формуле

$$q_v = aK_f \sum_{i=1}^{m} f_i \frac{l_{p_i}}{2\cos\phi_i}\left(\frac{1}{\tau_{АБ_i}} - \frac{1}{\tau_{БА_i}}\right), \quad (12)$$

где K_f — корректирующий или калибровочный коэффициент УЗПР.

При отличии температуры и давления газа при рабочих условиях от условий, при которых устанавливались МХ УЗПР, в его показаниях возникает дополнительная погрешность, обусловленная изменением геометрических параметров корпуса УЗПР. Если данная дополнительная погрешность является значимой, т. е. превышает 1/6 основной погрешности УЗПР, то показания УЗПР корректируют путем умножения значения расхода на поправочный коэффициент, учитывающий изменения геометрических параметров его корпуса, обусловленные изменением температуры и давления газа. Расчет поправочного коэффициента может проводиться по измеренным значениям или условно-постоянным значениям температуры и давления газа.

Если поправочный коэффициент не применяется, то данная дополнительная погрешность должна учитываться при расчете доверительных границ погрешности измерений расхода и объема газа.

Для целей оценки необходимости корректировки показаний УЗПР может быть использована упрощенная модель расчета дополнительной погрешности, обусловленной изменением температуры и давления газа, приведенная в приложении А.

6.3 Методы приведения расхода и объема газа к стандартным условиям

6.3.1 Приведение значения объемного расхода или объема газа при рабочих условиях к стандартным условиям в зависимости от применяемых СИ параметров потока и среды выполняют с применением методов, приведенных в таблице 2.

Таблица 2

Наименование метода	Тип среды и условия применения метода
T-пересчет	Однокомпонентные или многокомпонентные газы. Максимальное допускаемое избыточное давление 0,005 МПа. Максимальный допускаемый расход при рабочих условиях 250 м^3/ч. Уровень точности измерений: Г1, Д1, Д
pTZ-пересчет	Газы, для которых имеются данные о коэффициенте сжимаемости (см. 6.4)
ρ-пересчет	Газы, для которых отсутствуют данные о коэффициенте сжимаемости (см. 6.4) или точность существующих расчетных методов не удовлетворяет требованиям настоящего стандарта

6.3.2 В случае применения метода «*T*-пересчет» объемный расход, приведенный к стандартным условиям, рассчитывают по формуле

$$q_c = K_{(a)} q_v \frac{1}{T}, \quad (13)$$

где

$$K_{(a)} = \frac{T_c}{p_c} \frac{Z_{сп}}{Z_п} p_п. \quad (14)$$

Объем газа, приведенный к стандартным условиям, рассчитывают по формулам:

- при дискретном интегрировании функций расхода по времени τ с неравномерными интервалами дискретизации $\Delta\tau_i$

$$V_{\text{с}} = \sum_{i=1}^{n} K_{(\text{а})} q_{v_i} \frac{1}{T_i} \Delta\tau_i; \quad (15)$$

- при дискретном интегрировании функций расхода по времени τ с равномерным интервалом дискретизации $\Delta\tau$

$$V_{\text{с}} = \Delta\tau \sum_{i=1}^{n} K_{(\text{а})} q_{v_i} \frac{1}{T_i}; \quad (16)$$

- при дискретизации объема газа

$$V_{\text{с}} = \sum_{i=1}^{n} K_{(\text{а})} \Delta V_i \frac{1}{T_i}. \quad (17)$$

6.3.3 В случае применения метода «*pTZ*-пересчет» объемный расход, приведенный к стандартным условиям, рассчитывают по формуле

$$q_{\text{с}} = K_{(\text{б})} q_v \frac{Z_{\text{с}}}{Z} \frac{p}{T}, \quad (18)$$

где

$$K_{(\text{б})} = \frac{T_{\text{с}}}{p_{\text{с}}}. \quad (19)$$

Объем газа, приведенный к стандартным условиям, рассчитывают по формулам:

- при дискретном интегрировании функций расхода по времени τ с неравномерными интервалами дискретизации $\Delta\tau_i$

$$V_{\text{с}} = \sum_{i=1}^{n} K_{(\text{б})} q_{v_i} \frac{Z_{\text{с}_i}}{Z_i} \frac{p_i}{T_i} \Delta\tau_i; \quad (20)$$

- при дискретном интегрировании функций расхода по времени τ с равномерным интервалом дискретизации $\Delta\tau$

$$V_{\text{с}} = \Delta\tau \sum_{i=1}^{n} K_{(\text{б})} q_{v_i} \frac{Z_{\text{с}_i}}{Z_i} \frac{p_i}{T_i}; \quad (21)$$

- при дискретизации объема газа

$$V_{\text{с}} = \sum_{i=1}^{n} K_{(\text{б})} \Delta V_i \frac{Z_{\text{с}_i}}{Z_i} \frac{p_i}{T_i}. \quad (22)$$

6.3.4 В случае применения метода «ρ-пересчет» объемный расход, приведенный к стандартным условиям, рассчитывают по формуле

$$q_{\text{с}} = q_v \frac{\rho}{\rho_{\text{с}}}. \quad (23)$$

Объем газа, приведенный к стандартным условиям, рассчитывают по формулам:

- при дискретном интегрировании функций расхода по времени τ с неравномерными интервалами дискретизации $\Delta\tau_i$

$$V_{\text{с}} = \sum_{i=1}^{n} q_{v_i} \frac{\rho_i}{\rho_{\text{с}_i}} \Delta\tau_i; \quad (24)$$

- при дискретном интегрировании функций расхода по времени τ с равномерным интервалом дискретизации $\Delta\tau$

$$V_{\text{с}} = \Delta\tau \sum_{i=1}^{n} q_{v_i} \frac{\rho_i}{\rho_{\text{с}_i}}; \quad (25)$$

- при дискретизации объема газа

$$V_{\text{с}} = \sum_{i=1}^{n} \Delta V_i \frac{\rho_i}{\rho_{\text{с}_i}}. \quad (26)$$

6.3.5 Значение ΔV_i определяют по формуле

$$\Delta V_i = \frac{N_i}{K_{\text{пр}}}, \tag{27}$$

где N_i — общее число импульсов, формируемых УЗПР, за i-й интервал времени измерений.

Если задана цена импульса выходного сигнала УЗПР, то коэффициент преобразования рассчитывают по формуле

$$K_{\text{пр}} = \frac{1}{\text{Ц}_{\text{имп}}}, \tag{28}$$

где $\text{Ц}_{\text{имп}}$ — цена импульса выходного сигнала ИП УЗПР, м^3/имп.

6.4 Определение теплофизических характеристик и физико-химических показателей газа

6.4.1 В случае применения метода «pTZ-пересчет» определяют коэффициенты сжимаемости газа при рабочих и стандартных условиях.

В случае применения метода «ρ-пересчет» определяют плотность газа при рабочих и стандартных условиях.

6.4.2 Физические свойства газа, необходимые для расчета его расхода и объема, определяют путем прямых измерений или косвенным расчетным методом, изложенным в национальном стандарте, межгосударственном стандарте 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.

6.4.3 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 $T = T_{\text{с}}$ и $p = p_{\text{с}}$.

6.4.4 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.

6.4.5 Для определения плотности газа при стандартных условиях применяют один из следующих методов:

а) косвенный метод, например по ГОСТ 31369;

б) пикнометрический метод, например по ГОСТ 17310 или ГОСТ 34721;

в) метод измерений с применением потокового плотномера.

При применении косвенного метода плотность газа при стандартных условиях рекомендуется рассчитывать по формуле

$$\rho_{\text{с}} = 10^3 \frac{M p_{\text{с}}}{R T_{\text{с}} Z_{\text{с}}}. \tag{29}$$

Молярную массу многокомпонентного газа вычисляют по формуле

$$M = \sum_{i=1}^{N} \left(x_i M_i \right), \tag{30}$$

где N — число компонентов газа;

M_i — молярная масса i-го компонента.

Компонентный состав газа измеряют с применением потокового хроматографа либо лабораторного хроматографа в химико-аналитических лабораториях.

6.4.6 Для диагностики работы УЗПР используют значение теоретической скорости распространения звука в газе, которое сравнивают со значением скорости распространения звука в газе, измеренным УЗПР.

Скорость распространения звука в однокомпонентных газах рассчитывают по измеренным значениям давления и температуры газа, а в многокомпонентных газах — по измеренным значениям давления, температуры и компонентного состава газа.

Если рабочей средой является природный газ, в котором молярная доля метана менее 90 %, то молярную долю метана рекомендуется определять методом прямых измерений по ГОСТ 31371.7.

Скорость распространения звука в газе следует рассчитывать в соответствии с алгоритмами, основанными на использовании следующих уравнений:

$$c = \left\{ 10^3 \frac{RT}{M} \cdot \frac{c_p}{c_v} \cdot \left[Z + \rho \left(\frac{\partial Z}{\partial \rho} \right)_T \right] \right\}^{0,5} \quad (31)$$

или

$$c = \left\{ 10^3 \frac{RT}{M} \cdot Z \cdot \kappa \right\}^{0,5}, \quad (32)$$

где c_p и c_v — изобарная и изохорная удельные теплоемкости газа, Дж/(моль·К) или Дж/(кг · К);

κ — показатель адиабаты газа.

7 Требования к квалификации обслуживающего персонала и безопасности

7.1 Требования к квалификации обслуживающего персонала

К проведению измерений, работ по монтажу и наладке СИ и оборудования допускаются лица, изучившие требования настоящего стандарта, эксплуатационной документации на СИ и вспомогательные и дополнительные устройства, прошедшие инструктаж по охране труда, получившие допуск к самостоятельной работе и имеющие квалификационную группу по электробезопасности не ниже III.

7.2 Требования безопасности

7.2.1 При монтаже и эксплуатации СИ, вспомогательных и дополнительных устройств должны соблюдаться требования нормативных правовых актов стран — участников Соглашения.

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

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

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

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

7.2.5 Установка и демонтаж оборудования на ИТ, проведение ремонтных или технических работ должны производиться только на разгруженных по давлению ИТ. В случае измерений горючих газов или газов с токсичным действием необходима предварительная продувка ИТ воздухом или инертным газом. Если газ с повышенным содержанием серы, то продувка газопроводов сжатым воздухом запрещается.

7.2.6 Монтаж СИ необходимо производить в строгом соответствии с их схемой внешних соединений. Запрещается вносить какие-либо изменения в электрическую схему соединений, а также использовать любые запасные части, не предусмотренные эксплуатационной документацией без согласования с изготовителем СИ.

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

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

8 Требования к условиям проведения измерений

8.1 Условия применения средств измерений, обработки результатов измерений и вспомогательных устройств

8.1.1 Условия проведения измерений (давление, температура и влажность окружающей среды) для СИ, средств обработки результатов измерений и вспомогательных устройств должны соответствовать требованиям, установленным их изготовителями.

8.1.2 Напряженность постоянных и переменных электромагнитных полей, а также уровень индустриальных радиопомех не должны превышать пределов, установленных изготовителем применяемых СИ, средств обработки результатов измерений и вспомогательных устройств. Если в эксплуатационной документации изготовителя данные пределы не указаны, то напряженность электромагнитных полей не должна превышать предельно допускаемых уровней, установленных к условиям труда обслуживающего персонала УИРГ.

8.1.3 Характеристики электроснабжения СИ, средств обработки результатов измерений и вспомогательных устройств должны соответствовать требованиям их эксплуатационной документации.

8.1.4 СИ следует размещать вдали от источников вибрации и/или применять меры по ее минимизации. При наличии соответствующих требований изготовителя СИ уровни вибрации в местах размещения СИ не должны превышать установленных изготовителем пределов.

8.2 Параметры потока и среды

8.2.1 Измеряемой средой является однокомпонентный или многокомпонентный газ, находящийся в однофазном состоянии и однородный по физическим свойствам.

Примечания

1 Газ считается однородным, если его свойства (состав, плотность, давление и др.) изменяются в пространстве непрерывно.

2 Газ считается однофазным, если все его составляющие части принадлежат газообразному состоянию.

Тип газов, для которых предназначен УЗПР, устанавливает его изготовитель.

Присутствие некоторых компонентов в газе может воздействовать на рабочие характеристики УЗПР. В частности, высокие уровни двуокиси углерода и водорода в газовой смеси могут влиять и даже приостановить функционирование УЗПР вследствие их свойства звукопоглощения. В нижеследующих случаях возможность применения УЗПР устанавливается на основе консультаций с его изготовителем (см. [2]):

- когда молярная доля диоксида углерода ожидается выше 3 % или для УЗПР с $DN \geq 300$ — выше 0,005 %;
- когда молярная доля водорода ожидается выше 10 %;
- при значениях температуры и давления газа, близких к критическим значениям ($T - T_к < 1$ К и $p - p_к < 0{,}1$ МПа);
- когда суммарный уровень серы из веществ типа сероводорода, меркаптанов (тиолов) и элементарной серы превышает 320 мкмоль/моль.

8.2.2 Скорость потока, расход, температура и давление газа должны находиться в пределах, допускаемых изготовителем для применяемых УЗПР, и в пределах, обеспечивающих требования к точности выполнения 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.

9 Средства измерений, обработки, вспомогательные и дополнительные устройства

9.1 Требования к составу средств измерений, обработки, вспомогательных и дополнительных устройств

9.1.1 Состав средств измерений, обработки, вспомогательных и дополнительных устройств определяется применяемым методом пересчета объемного расхода и объема газа при рабочих условиях к стандартным условиям, производительностью УИРГ, требуемым уровнем точности измерений и необходимой степенью автоматизации.

В общем случае при выполнении измерений применяют:

- основные СИ;
- средства обработки результатов измерений;
- дополнительные СИ;
- вспомогательные устройства;
- дополнительные устройства.

При необходимости передачи информации с УИРГ должны быть дополнительно предусмотрены средства и каналы передачи данных.

9.1.2 Состав основных СИ выбирают в соответствии с таблицей 3.

Таблица 3

Наименование СИ	Необходимость применения СИ для методов пересчета			
	T-пересчет	*pTZ*-пересчет для газа		ρ-пересчет
		однокомпонентного	многокомпонентного	
СИ давления	–	+	+	3)
СИ температуры	+	+	+	3)
УЗПР	+	+	+	+
Хроматограф	–	–	1)	4)
СИ плотности при рабочих условиях	–	–	–	+
СИ плотности при стандартных условиях	–	–	1) и 2)	5)

1) Наличие СИ на УИРГ не обязательно, если допускается использовать результаты анализов химико-аналитических лабораторий, полученных в результате отбора проб на УИРГ, либо результаты анализов химико-аналитических лабораторий или автоматизированных измерений в местах размещения аналитического оборудования согласно ГОСТ 5542—2022 (пункт 7.10).

2) СИ не требуется при наличии хроматографа.

3) СИ требуется только при необходимости компенсации влияния давления и температуры на показания УЗПР и/или плотномера.

4) СИ требуется, если плотность при стандартных условиях рассчитывают по компонентному составу.

5) Для многокомпонентных газов СИ требуется при отсутствии хроматографа.

Примечание — «–» — СИ не требуется, «+» — наличие СИ обязательно.

В зависимости от производительности УИРГ в составе основных СИ предусматривают один или несколько УЗПР.

При наличии нескольких УЗПР их устанавливают на ИТ, объединенных в коллекторную систему.

На объектах, где недопустимо прекращение подачи газа и прерывание измерений, следует предусмотреть резервный УЗПР, который устанавливают на резервном ИТ и используют во время ремонта рабочего ИТ или поверки (калибровки) рабочих УЗПР.

На объектах, допускающих временное прекращение подачи газа, допускается не предусматривать резервный УЗПР.

9.1.3 Для обработки результатов измерений применяют вычислители или ИВК.

Средства обработки результатов измерений должны преобразовывать выходные сигналы основных СИ, автоматически определять объемный расход и/или объем газа, приведенные к стандартным условиям.

Средства обработки результатов измерений должны обеспечивать возможность периодического введения и регистрации значений условно-постоянных величин, например плотности газа при стандартных условиях, компонентного состава газа, атмосферного давления, констант, применяемых взамен значений контролируемых параметров в случае отказа СИ, и прочее.

9.1.4 В состав дополнительных СИ могут входить:

- СИ перепада давления для контроля технического состояния УОГ и ФП;
- СИ перепада давления для измерения разности давлений газа в УЗПР и в месте установки чувствительного элемента плотномера при его наличии;

- СИ температуры точки росы по воде, а для углеводородсодержащих смесей газов — температуры точек росы по воде и углеводородам в случае необходимости контроля за отсутствием выпадения конденсата в ИТ;

- СИ давления и температуры для контроля режимов технологических процессов и условий проведения измерений.

Вместо СИ перепада давления допускается, для контроля технического состояния УОГ, использовать стационарно установленные индикаторы перепада давления.

9.1.5 Состав применяемых вспомогательных устройств определяется требованиями к сервису, коммуникациям, надежности и безопасности при эксплуатации УЗПР и может включать в себя, например, устройства повторной индикации, устройства печати, блоки питания, барьеры искробезопасности, линии связи, преобразователи интерфейсов, межсетевые адаптеры, устройства памяти, а также персональные компьютеры со специализированным программным обеспечением для конфигурирования и диагностики СИ.

9.1.6 Перечень дополнительных устройств и необходимость их применения приведены в таблице 4.

Таблица 4

Наименование дополнительного устройства	Необходимость применения
УОГ	Рекомендуется для загрязненных газов
ФП	Обязателен в случаях, установленных изготовителем УЗПР
Шумоглушитель	Рекомендуется при установке УЗПР после регуляторов давления, работающих на критических режимах течения газа
Демпфер пульсаций	Обязателен при уровне пульсаций расхода, превышающем пределы, установленные изготовителем
ПЗ	Обязателен при отборе проб газа на УИРГ

9.2 Требования к основным средствам измерений и средствам обработки результатов измерений

9.2.1 Общие требования

9.2.1.1 Метрологические характеристики основных СИ и средств обработки результатов измерений должны обеспечивать измерение объемного расхода и объема газа при рабочих условиях и их приведение к стандартным условиям в зависимости от уровня точности измерений с относительной погрешностью, не превышающей значений, приведенных в таблице 5.

Таблица 5

Наименование процедуры	Относительная погрешность, %, для уровня точности измерений						
	Б	В	В1	Г	Г1	Д1	Д
Измерение объемного расхода и объема газа при рабочих условиях	±0,50	±1,0	±1,0 (±1,5)	±1,5 (±2,0)	±2,0	±2,5	±3,0 (±4,0)
Приведение объемного расхода и объема газа при рабочих условиях к стандартным условиям	±0,55	±1,1	±1,5 (±1,0)	±2,0 (±1,5)	±2,0	±3,0	±4,0 (±3,0)

Примечание — Для уровней точности измерений «В1», «Г» и «Д» допускается использовать значения, заключенные в скобках. При этом если допускаемая относительная погрешность измерений объемного расхода и объема газа при рабочих условиях равна ±1,5 % для «В1», ±2,0 % для «Г» или ±4,0 % для «Д», то допускаемая относительная погрешность процедуры приведения объемного расхода и объема газа при рабочих условиях к стандартным должна быть ±1,0 %, ±1,5 % и ±3,0 %, соответственно.

Допускается использовать иные значения относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа при рабочих условиях и процедуры их приведения к стандартным условиям, при условии, что оценка доверительных границ относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, выполненная в соответствии с разделом 13, не превышает значений установленных для соответствующего уровня точности измерений по таблице 2.

9.2.1.2 Относительные погрешности измерений и расчета величин, применяемых для приведения объемного расхода и объема газа при рабочих условиях к стандартным условиям, в зависимости от уровня точности измерений не должны превышать значений, приведенных в таблице 6.

Таблица 6

Наименование определяемой величины	Относительная погрешность, %, для уровня точности измерений						
	Б	В	В1	Г	Г1	Д1	Д
Температура газа	±0,22	±0,30	±0,5 (±0,3)	±0,60 (±0,50)	±0,60	±0,75	±1,0 (±0,75)
Абсолютное давление газа	±0,30	±0,95	±1,2 (±0,85)	±1,7 (±1,2)	±1,7	±2,0	±3,5 (±2,5)
Плотность газа при рабочих условиях*	±0,40	±0,75	±1,0 (±0,75)	±1,5 (±1,0)	±1,5	±2,5	±2,8 (±2,1)
Плотность газа при стандартных условиях*	±0,35	±0,75	±1,0 (±0,60)	±1,2 (±1,0)	±1,2	±1,5	±2,8 (±2,1)
Отношение коэффициента сжимаемости при рабочих условиях к коэффициенту сжимаемости при стандартных условиях	±0,4	±0,45	±0,5 (±0,4)	±0,75 (±0,50)	±0,75	±1,0	±1,6 (±1,5)

* Только для метода «ρ-пересчет».

Примечание — Для уровней точности измерений «В1», «Г» и «Д» значения, заключенные в скобках, применяют, если допускаемая относительная погрешность приведения объемного расхода и объема газа при рабочих условиях к стандартным условиям равна ±1,0 % для «В1», ±1,5 % для «Г» или ±3,0 % для «Д» (см. таблицу 5) соответственно.

Допускается использовать иные значения относительной погрешности измерений и расчета величин, применяемых для приведения объемного расхода и объема газа при рабочих условиях к стандартным условиям, при условии, что оценка доверительных границ относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, выполненная в соответствии с разделом 13, не превышает значений, установленных для соответствующего уровня точности измерений по таблице 1.

9.2.1.3 Диапазоны измерений применяемых СИ должны перекрывать диапазон изменения значений измеряемого параметра потока и среды.

Если применение одного СИ не обеспечивает охват диапазона изменения значений измеряемого параметра или не обеспечивает необходимую точность во всем диапазоне измерений, то допускается использование нескольких СИ.

9.2.1.4 Основные СИ должны иметь унифицированный аналоговый, дискретный и/или цифровой выходной сигнал.

Рекомендуется выбирать основные СИ с цифровым выходным сигналом. При выборе основных СИ с электрическим выходным сигналом следует отдавать предпочтение СИ с выходным сигналом силы постоянного тока от 4 до 20 мА.

9.2.1.5 Относительная погрешность вычислений объемного расхода и объема газа при стандартных условиях, выполняемых средствами обработки по заданным параметрам газа и объемному расходу газа при рабочих условиях, обусловленная алгоритмом вычислений и его программной реализацией, не должна превышать ±0,05 %.

9.2.1.6 Основные СИ должны быть защищены от несанкционированного вмешательства в соответствии с требованиями эксплуатационной документации изготовителя.

9.2.2 Средство измерений объемного расхода и объема газа и его монтаж

9.2.2.1 УЗПР должен быть оснащен, по крайней мере, одним из следующих выходов:

а) последовательный интерфейс передачи данных, например RS-232, RS-485 и т. п.;

б) частотный, представляющий расход при рабочих условиях;

в) импульсный или частотно-импульсный.

УЗПР может быть оснащен следующими дополнительными выходами:

а) дополнительный частотный;

б) цифровой выход состояния;

в) интерфейсы передачи данных (например, Ethernet, последовательный, доступный для чтения);

г) аналоговые (4—20 мА).

Выходы, представляющие значение расхода, должны функционировать до 120 % от максимального расхода УЗПР. Может быть предусмотрена функция отсечки низкого расхода, которая устанавливает выходной расход на ноль, когда указанный расход ниже минимального значения. Для реверсивных потоков могут предусматриваться два отдельных выхода расхода или последовательные значения данных, чтобы облегчить раздельное накопление объемов.

9.2.2.2 Все внутренние части УЗПР, имеющие контакт с газом, должны быть изготовлены из материала, химически нейтрального к газу и его компонентам.

Конструкция УЗПР, а также применяемые при монтаже фланцы, болты, гайки, шпильки и уплотнительные прокладки должны быть рассчитаны на максимальное давление и максимальную и минимальную температуру газа.

Все наружные части УЗПР, предназначенного для применения на открытом воздухе, должны изготавливаться из коррозионно-стойкого материала или иметь покрытие, стойкое к атмосферным воздействиям.

9.2.2.3 Монтаж УЗПР выполняют в соответствии с требованиями его эксплуатационной документации.

Место установки УЗПР на трубопроводе выбирают с учетом необходимости обеспечения его защиты от ударов, механических воздействий, производственной вибрации и внешних магнитных полей.

Запрещается располагать УЗПР в местах возможного скопления воды. Расстояние от нагревательных приборов до УЗПР должно быть не менее указанного в эксплуатационной документации изготовителя УЗПР.

УЗПР не рекомендуется устанавливать на участках трубопровода, где возможно скопление конденсата.

Рекомендуется соблюдать следующие меры по снижению влияния на показания УЗПР пульсаций расхода и давления газа:

- обеспечивать устойчивую работу регуляторов давления при их наличии на УИРГ;
- регуляторы давления без шумоглушителя, работающие на критическом режиме, размещать после УЗПР;
- при уровне пульсаций расхода, превышающем пределы, установленные изготовителем УЗПР, использовать демпфер пульсаций.

9.2.2.4 Не допускается наличие осадков и отложений на внутренней поверхности ИТ и УЗПР. Особое внимание должно быть обращено на обеспечение чистоты поверхности ПЭА.

Примечание — Отложения, которые могут присутствовать в технологическом процессе (например, конденсаты, гликоли, амины, ингибиторы, вода или следы нефти, смешанной с окалиной, грязью или песком), могут воздействовать на точность показаний УЗПР путем уменьшения его площади поперечного сечения, сокращения длины акустической траектории и ослабления ультразвукового импульса.

Если в газовом потоке предполагается наличие инородных веществ, рекомендуется установка УОГ выше по течению от ИТ, а в случае измерения расхода и объема газа реверсивных потоков рекомендуется установка УОГ как выше по течению, так и ниже по течению от ИТ.

Контроль состояния поверхности УЗПР и ИТ может быть выполнен без демонтажа ИТ, с помощью эндоскопа (фиброскопа или видеоскопа).

Ввод эндоскопа во внутреннюю полость ИТ осуществляют через одно или несколько отверстий, расположенных в стенке ИТ. Внутренний диаметр отверстий для ввода эндоскопа в ИТ не должен превышать 0,13*D*. Отверстия для ввода эндоскопа во внутреннюю полость ИТ не допускается располагать между ПЭА, при этом расстояние от отверстия до ближайшего ПЭА должно быть не менее 1*D*.

При обнаружении на внутренней поверхности ИТ или УЗПР каких-либо отложений их необходимо удалить.

9.2.2.5 При монтаже УЗПР на трубопроводе контролируют правильность его ориентации на соответствие направлению потока газа в трубопроводе.

Для уплотнения фланцевых соединений следует применять уплотнительные прокладки с ровными краями по внутреннему и наружному контуру. Установку уплотнительных прокладок следует производить таким образом, чтобы они не выступали во внутреннюю полость трубопровода.

Корпусные УЗПР устанавливают на свое место после завершения гидравлических испытаний и опрессовки трубопровода (на время проведения гидравлических испытаний и опрессовки на место УЗПР следует установить временную вставку). Перед установкой УЗПР на место трубопровод должен быть высушен и очищен.

Монтаж производят таким образом, чтобы исключить повреждение и сдавливание электрических кабелей. При этом сигнальные кабели защищают от влияния электрических помех, а силовые кабели прокладывают на достаточном удалении от сигнальных.

9.2.2.6 Показания УЗПР зависят от распределения скоростей потока газа в измерительном сечении. Степень влияния распределения скоростей потока на показания УЗПР зависит от числа акустических каналов и их конфигурации. Так, многоканальные УЗПР менее чувствительны к распределению скоростей потока, чем одноканальные или двуканальные УЗПР.

Для исключения или снижения влияния искажений профиля скорости потока газа в измерительном сечении УЗПР, до и после него устанавливают прямолинейные цилиндрические участки ИТ, имеющие круглое внутреннее сечение, длина которых должна соответствовать требованиям, указанным в эксплуатационной документации на УЗПР.

Для уровня точности измерений Б рекомендуется при выборе длин прямолинейных участков ИТ руководствоваться следующими положениями, если это не приводит к нарушению требований, указанных в эксплуатационной документации на УЗПР:

- при отсутствии на расстоянии менее 50*DN* перед УЗПР МС, создающих закрутку потока и/или существенную асимметрию распределения скоростей потока (независимо от числа МС, находящихся между этим МС и УЗПР), обеспечивают длину прямолинейного участка ИТ перед УЗПР не менее 20*DN*;
- длина прямолинейного участка между УЗПР и установленным перед ним МС, создающим закрутку потока и/или существенную асимметрию распределения скоростей потока, должна быть не менее 50*DN*;
- после УЗПР устанавливают прямолинейный участок ИТ длиной не менее 5*DN*.

Примечание — К МС, создающим закрутку потока и/или существенную асимметрию распределения скоростей потока, относят:

- последовательно размещенные в разных плоскостях два колена или более, расстояние между которыми менее 30*DN*;
- смешивающие потоки — тройники;
- регуляторы давления;
- не полностью открытую запорную арматуру;
- совмещенные МС, состоящие из колена и тройника, расстояние между которыми менее 18*DN*.

При отсутствии доступного пространства для прямолинейных участков ИТ достаточной длины или отсутствии информации о влиянии конфигурации ИТ на показания УЗПР применяют ФП. Тип ФП, а также место его расположения в ИТ должны указываться изготовителем УЗПР.

Для уровня точности измерений Б рекомендуется применять схемы монтажа УЗПР с ФП и прямолинейным участком ИТ между ФП и УЗПР длиной не менее 10*DN* или выполнять поверку (калибровку) УЗПР совместно с применяемым ФП.

9.2.2.7 Смещение осей корпусных УЗПР и прилегающих к нему участков ИТ, а также отклонения внутренних диаметров УЗПР и прилегающих к нему участков ИТ не должны превышать значений, установленных изготовителем УЗПР. Если эти значения не оговорены изготовителем, то для корпусных УЗПР выполняют нижеприведенные требования.

Средний внутренний диаметр сечения ИТ или его фланца, расположенного непосредственно перед корпусом УЗПР, не должен отличаться более чем на 3 % от значения среднего внутреннего диаметра входного сечения корпуса УЗПР.

Если значение отклонения среднего внутреннего диаметра сечения ИТ или его фланца, расположенного непосредственно перед корпусом УЗПР, от среднего внутреннего диаметр*а* входного сечения корпуса УЗПР менее 1 %, то считают, что уступ, образованный за счет разности внутренних диаметров ИТ и УЗПР, не оказывает влияния на показания УЗПР.

Если значение указанного отклонения более 1 %, но не превышает 3 %, то при оценивании погрешности результатов измерений расхода и объема газа учитывают дополнительную составляющую, которую рассчитывают по формуле

$$\theta_s = 5\left|\frac{\bar{D} - \bar{D}_T}{\bar{D}}\right|, \tag{33}$$

где $\bar{D}$ — средний внутренний диаметр входного сечения корпуса УЗПР;

$\bar{D}_T$ — средний внутренний диаметр ИТ или его фланца в месте его стыковки с УЗПР.

Если внутренний диаметр корпусного УЗПР менее внутреннего диаметра ИТ и отклонение внутреннего диаметра ИТ от внутреннего диаметра входного сечения корпуса УЗПР (или его входного фланца) превышает 1 %, то по согласованию с изготовителем УЗПР допускается выполнять сопряжение его корпуса с ИТ путем применения конических переходов, угол конуса которых не должен превышать 14°. Конические переходы могут быть выполнены непосредственно в корпусе УЗПР. При этом следует учесть следующие требования:

- отклонение внутренних диаметров конусного перехода и ИТ, а также отклонение внутренних диаметров конусного перехода и корпуса расходомера (или его входного фланца) в местах их стыковки не должны превышать 1 %;

- ни одно значение внутреннего диаметра в любом поперечном сечении конических переходов не должно отличаться более чем на 0,5 % от среднего внутреннего диаметра этого сечения.

9.2.2.8 На участке ИТ длиной 2*D*, расположенном непосредственно перед корпусом УЗПР, ни одно значение внутреннего диаметра в любом поперечном сечении не должно отличаться более чем на 0,5 % от среднего внутреннего диаметра этого участка.

На участке ИТ длиной 2*D*, расположенном непосредственно после корпуса УЗПР, ни одно значение внутреннего диаметра в любом поперечном сечении на этом отрезке не должно отличаться более чем на 3 % от среднего внутреннего диаметра выходного сечения корпуса УЗПР.

9.2.2.9 За пределами участков ИТ длиной 2*D*, расположенными непосредственно до и после корпуса УЗПР, на длине необходимых прямолинейных участков ИТ до и после УЗПР выполняют следующие требования:

- изгиб ИТ не должен превышать 5°;

- разница средних внутренних диаметров сечений секций ИТ в местах их стыковки не должна превышать 3 %, при этом высота уступа в месте соединения секций ИТ не должна превышать 2 % среднего арифметического значения их диаметров;

- ни одно значение внутреннего диаметра в любом поперечном сечении секций ИТ не должно отличаться более чем на 3 % среднего внутреннего диаметра этой секции.

9.2.2.10 Средний внутренний диаметр участка ИТ длиной 2*D*, расположенного непосредственно перед корпусом УЗПР, определяют как среднее арифметическое результатов измерений не менее чем в трех поперечных сечениях ИТ, расположенных на расстояниях 2*D*, 1*D* от УЗПР и непосредственно на выходе из этого участка, а в каждом из этих сечений — не менее чем в четырех диаметральных направлениях, расположенных под одинаковым углом друг к другу.

9.2.2.11 Средний внутренний диаметр секций ИТ, расположенных перед УЗПР на расстоянии более 2*D* от его корпуса, а также секций ИТ, расположенных после корпуса УЗПР, определяют как среднее арифметическое результатов измерений не менее чем в двух поперечных сечениях ИТ (два из которых расположены на входе и выходе участка), а в каждом из этих сечений — не менее чем в четырех диаметральных направлениях, расположенных приблизительно под одинаковым углом друг к другу.

9.2.2.12 Средний внутренний диаметр входного (выходного) сечения УЗПР, сечений ИТ или их фланцев в местах их стыковки между собой определяют как среднее арифметическое результатов измерений не менее чем в четырех диаметральных направлениях, расположенных под одинаковым углом друг к другу.

9.2.2.13 Контроль требований, указанных в 9.2.2.7—9.2.2.9, осуществляют на основании результатов измерений внутренних диаметров ИТ не менее чем в четырех диаметральных направлениях, расположенных под одинаковым углом друг к другу, в сечениях, указанных на рисунке 3.

При варианте установки УЗПР с коническими переходами внутренние диаметры в сечениях К2, Р1, Р2 и Д1 (см. рисунок 3) не измеряют, если конфузор и диффузор выполнены в корпусе УЗПР.

Если длина прямолинейных участков секций ИТ, примыкающих к корпусу УЗПР, не менее необходимой для исключения влияния МС на показания УЗПР (см. 9.2.2.6), то внутренние диаметры в сечениях А1, С1, С2, С3 и С4 (см. рисунок 3) не измеряют.

Требование к изгибу ИТ, указанное в 9.2.2.9, считается выполненным, если визуально отклонение от прямолинейности ИТ не обнаруживается.

9.2.2.14 Сварной шов фланца ИТ, расположенного перед корпусом УЗПР, должен быть полностью или частично зачищен.

После проведения частичной зачистки сварного шва фланца ИТ необходимо проверить выполнение требований 9.2.2.7.

Для изготовления ИТ могут использоваться сварные трубы только в том случае, если сварной шов не является спиральным.

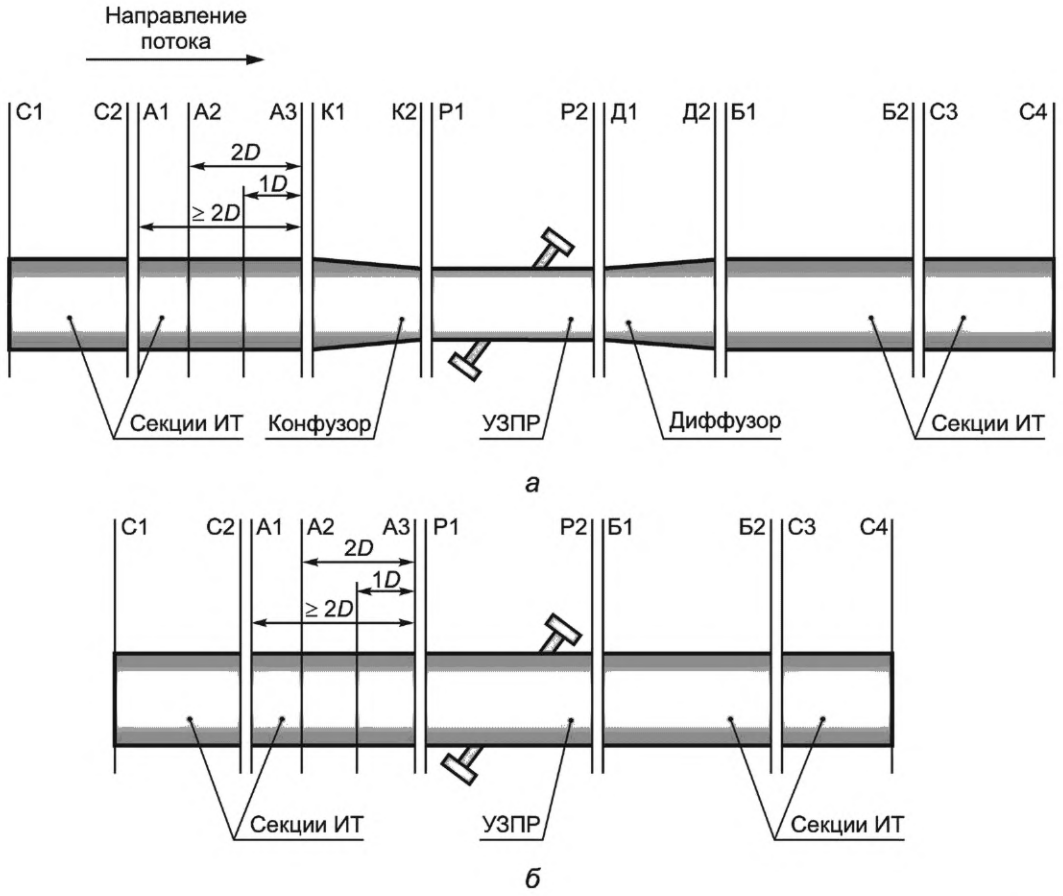


Рисунок 3 — Сечения ИТ, в которых выполняют измерения внутреннего диаметра в случаях: *а* — установки УЗПР с коническими переходами; *б* — установки УЗПР без конических переходов

На участке ИТ длиной 2*D*, расположенном непосредственно перед корпусом УЗПР, высота валика продольного шва не должна превышать 0,005*D*, поперечного — 0,0025*D*.

За пределами участка ИТ длиной 2*D*, расположенного перед УЗПР, высота валика продольного шва на ИТ не должна превышать 0,015*D*.

Высота валика поперечного шва в местах стыка секций ИТ, расположенных за пределами участка ИТ длиной 2*D* перед УЗПР, не должна превышать 0,01*D*.

После корпуса УЗПР высота валика поперечного и продольного шва на ИТ не должна превышать 0,015*D*.

9.2.2.15 Если ПЭА устанавливаются на наружную поверхность ИТ, то ИТ должен отвечать следующим требованиям:

а) на ИТ не должно быть спиральных или стыковых швов, вмятин и других повреждений;

б) в местах установки ПЭА отклонение любого внутреннего диаметра ИТ от его среднего внутреннего диаметра не должно превышать значения, установленного изготовителем.

Рекомендуемое допускаемое значение отклонения:

- 0,5 % для УЗПР с пределом основной допускаемой погрешности не более 1 %;
- 1,0 % для УЗПР с пределом основной допускаемой погрешности более 1 % и не более 2,5 %;
- 1,5 % для УЗПР с пределом основной допускаемой погрешности более 2,5 %;

в) отклонение среднего внутреннего диаметра ИТ в продольной плоскости установки ПЭА от среднего внутреннего диаметра ИТ не должно превышать значения, установленного изготовителем.

Рекомендуемое допускаемое значение отклонения:

- 0,25 % для УЗПР с пределом основной допускаемой погрешности не более 1 %;
- 0,5 % для УЗПР с пределом основной допускаемой погрешности более 1 % и не более 2,5 %;
- 1,0 % для УЗПР с пределом основной допускаемой погрешности более 2,5 %.

Требования перечислений б) и в) допускается контролировать по результатам измерений наружного диаметра ИТ.

9.2.2.16 Если ПЭА устанавливаются на наружную поверхность ИТ, то перед началом работ по монтажу ПЭА должен быть установлен материал стенки ИТ, а также определены следующие параметры:

- наружный диаметр ИТ в местах установки ПЭА;
- средний наружный диаметр ИТ;
- средний наружный диаметр ИТ в продольной плоскости установки ПЭА;
- средняя толщина стенки ИТ.

Среднее значение наружного диаметра ИТ определяют как среднее арифметическое результатов измерений наружного диаметра в диаметральных направлениях, указанных на рисунке 4 и обозначенных символами $Б_1$, $Б_2$, $Б_3$ и $Б_4$, в сечениях установки ПЭА, перпендикулярных оси ИТ.

В каждом диаметральном направлении выполняют три измерения наружного диаметра ИТ.

Расчет среднего наружного диаметра ИТ выполняют по формуле

$$\bar{D}^* = \frac{1}{8}\sum_{j=1}^{2}\sum_{i=1}^{4} D_{ij}^*, \tag{34}$$

где D_{ij}^* — среднее арифметическое значение результатов трех измерений наружного диаметра в i-м диаметральном направлении j-го сечения.

Для расчета среднего наружного диаметра ИТ в продольной плоскости установки ПЭА, проходящей через места установки ПЭА и ось ИТ, в каждом из выбранных мест для установки ПЭА выполняют по три измерения наружного диаметра в диаметральных направлениях $Б_{ПЭА}$ (см. рисунок 4).

Средний наружный диаметр ИТ в продольной плоскости установки ПЭА рассчитывают по формуле

$$\bar{D}_{ПЭА}^* = \frac{D_1^* + D_2^*}{2}, \tag{35}$$

где D_1^*, D_2^* — среднее значение результатов трех измерений наружного диаметра ИТ в диаметральных направлениях $Б_{ПЭА}$ (см. рисунок 4) для первого и второго ПЭА.

Среднее значение толщины стенки ИТ определяют как среднее арифметическое результатов измерений в диаметральных направлениях, указанных на рисунке 4 и обозначенных символами $Б_1$, $Б_2$, $Б_3$ и $Б_4$, в сечениях установки ПЭА, перпендикулярных оси ИТ.

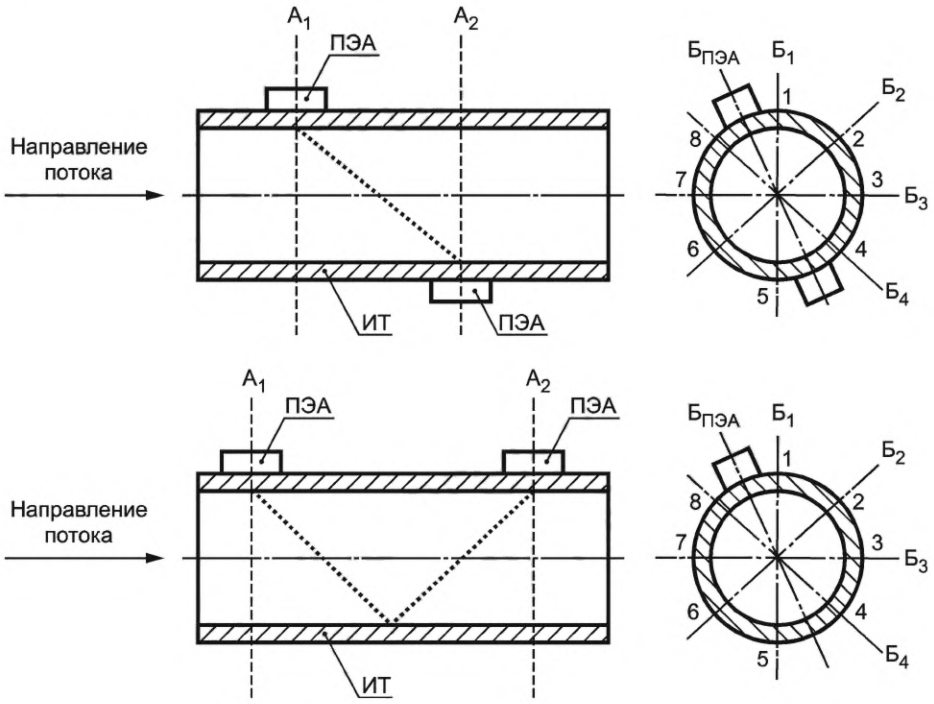


Рисунок 4 — Сечения ИТ и диаметральные направления, в которых выполняют измерения наружного диаметра ИТ

В каждом диаметральном направлении выполняют три измерения толщины стенки ИТ.

Расчет среднего значения толщины стенки ИТ выполняют по формуле

$$\bar{h} = \frac{1}{16}\sum_{j=1}^{2}\sum_{i=1}^{8} h_{ij}, \quad (36)$$

где h_{ij} — среднее арифметическое значение результатов трех измерений толщины стенки ИТ в i-й точке j-го сечения (см. рисунок 4).

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

Внутренний диаметр ИТ допускается измерять непосредственно или определять путем его вычисления по результатам измерений наружного диаметра и толщины стенки ИТ.

Результаты каждого измерения внутреннего и наружного диаметра ИТ приводят к температуре 20 °С по формуле

$$D_{20} = \frac{D}{1+\alpha_t\left(t-20\right)}, \quad (37)$$

где α_t — температурный коэффициент линейного расширения материала ИТ;

t — температура, при которой проводились измерения внутреннего диаметра ИТ.

Значения температурного коэффициента линейного расширения для различных материалов рассчитывают по приложению Г ГОСТ 8.586.1—2005.

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

$$\sqrt{\left(\frac{D^*}{DN}\right)^2 \delta_{D^*}^2 + 4\left(\frac{h}{DN}\right)^2 \delta_h^2} \le 0{,}1\ \%, \quad (38)$$

где D^* — наружный номинальный диаметр ИТ, мм;

h — номинальная толщина стенки ИТ, мм;

δ_{D^*}, δ_h — относительная погрешность СИ, применяемых для определения наружного диаметра и толщины ИТ, соответственно.

По результатам измерений и расчетов, выполненных в соответствии с требованиями 9.2.2.10—9.2.2.12 и 9.2.2.16, составляют акт измерений геометрических характеристик ИТ, в котором указывают:

- наименование предприятия владельца УИРГ;
- наименование объекта, на котором размещен УИРГ;
- место установки УЗПР при наличии нескольких измерительных линий на УИРГ;
- применяемые СИ внутреннего диаметра (наружного диаметра ИТ и толщины стенки) и дату их поверки;
- сечения, в которых осуществлялись измерения;
- результаты измерений и расчетов;
- должность, инициалы, фамилии представителей предприятия владельца или эксплуатирующей организации УИРГ и организаций контрагентов;
- дату составления акта.

Акт составляется при монтаже УЗПР перед пуском УИРГ в эксплуатацию и заверяется подписью лица/представителя организации, проводившего измерения, подписями представителей и печатями предприятия-владельца или арендатора УИРГ и организации контрагента.

9.2.3 Средства измерений давления и их монтаж

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

Примечание — Обычно вместо измеренного атмосферного давления к измеренному избыточному давлению прибавляют принятое условно-постоянным значение атмосферного давления. Необходимо учитывать, что при малых значениях избыточного давления возрастает вклад погрешности измерения атмосферного давления в погрешность определения абсолютного давления, что приводит к необходимости частой корректировки принятого условно-постоянного значения атмосферного давления.

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

$$\frac{p_{a_{max}} - p_{a_{min}}}{p_{min}} \le 0{,}006\delta_p, \tag{39}$$

где $p_{a_{max}}$, $p_{a_{min}}$ — наибольшее и наименьшее атмосферное давление в условиях эксплуатации УИРГ;

p_{min} — минимальное абсолютное давление газа в условиях эксплуатации УИРГ;

δ_p — допускаемая погрешность измерения абсолютного давления, указанная в таблице 7 для соответствующего уровня точности измерений.

Абсолютное, избыточное и атмосферное давление газа измеряют с применением ПД любого принципа действия.

Для уровней точности измерений Б и В рекомендуется выбирать ПД, у которых стабильность показаний не хуже 0,1 % за год.

ПД должен обеспечивать в диапазоне рабочих давлений соблюдение требований к значениям допускаемой погрешности измерений давления газа для соответствующего уровня точности измерений (см. таблицу 7).

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

С целью минимизации влияния температуры окружающей среды на результаты измерения давления для уровней точности измерений Б и В рекомендуется ПД устанавливать в помещении или в утепленном обогреваемом шкафу с температурой (20 ± 10) °С.

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

При монтаже ПД рекомендуется применение двухвентильных блоков, которые обеспечивают подключение ПД к соединительным трубкам, блокировку и сброс давления в соединительных трубках, подсоединение эталонных СИ для контроля МХ ПД.

9.2.3.3 Отбор давления газа выполняют через отверстие, размещенное в корпусе УЗПР или на прямолинейном участке ИТ до или после УЗПР. Размещение отверстий для отбора давлений между ПЭА не допускается.

Расстояние между местом отбора давления, размещенным на прямолинейном участке ИТ, и корпусом УЗПР или сечением $А_1$ (см. рисунок 4) при установке ПЭА на наружной поверхности ИТ до УЗПР или сечением $А_2$ (см. рисунок 4) при установке отбора давления после УЗПР должно быть не менее 1*D* и не более 5*D*.

Если для сопряжения корпуса УЗПР с ИТ использовались конические переходы, то отверстие для отбора давления должно быть размещено в корпусе УЗПР или на ИТ до УЗПР. При размещении отверстия для отбора давления до УЗПР, установленного с применением конических переходов, расстояние *l*, м, от сечения $К_1$ (см. рисунок 3) до отверстия для отбора давления должно удовлетворять условию

$$\frac{l}{D} \le \frac{1}{\lambda}\left[500\frac{p_{max}}{\rho_m}\left(\frac{\pi D^2}{4q_{v\ max}}\right)^2 - \xi\left(\frac{D}{d}\right)^4\right], \tag{40}$$

где l — расстояние от УЗПР до отверстия для отбора давления, м;

λ — коэффициент гидравлического трения;

p_{max} — максимальное рабочее давление газа, МПа;

ρ_m — плотность газа при минимальной рабочей температуре и максимальном рабочем давлении в условиях эксплуатации УЗПР, кг/м^3;

ξ — коэффициент сопротивления конфузора УЗПР.

Коэффициент гидравлического трения ИТ может быть определен по формуле

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 1{,}74 - 2\log_{10}\left(\frac{2R_ш}{D} + \frac{18{,}7}{\mathrm{Re}\sqrt{\lambda}}\right), \tag{41}$$

где $R_ш$ — эквивалентная шероховатость ИТ, м.

Коэффициент сопротивления ξ конфузора УЗПР определяют в соответствии с требованиями [3].

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

- между точкой отбора и корпусом УЗПР должны отсутствовать МС;
- расстояние от точки отбора давления до ближайшего МС должно быть не менее 1,5*DN*.

Следует избегать расположения отверстия для отбора давления в непосредственной близости каналов, предназначенных для установки ПЭА. Отверстия для отбора давления, размещенные в корпусе УЗПР, и отверстия каналов, предназначенных для ПЭА, должны располагаться в разных осевых плоскостях (на разных образующих) поверхности корпуса УЗПР.

9.2.3.4 Отверстие для отбора давления должно быть круглым и цилиндрическим по всей его длине.

Диаметр отверстия должен быть не более 0,13*D*. 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 круговое сечение. Кромки должны находиться заподлицо с внутренней поверхностью стенки трубопровода и быть настолько острыми, насколько это возможно. Чтобы гарантировать устранение зазубрин или заусенец на внутренней кромке, разрешается минимальное закругление, и, если это закругление можно измерить, его радиус должен быть меньше одной десятой диаметра отверстия для отбора давления. В соединяющем отверстии, на кромках отверстия, просверленного в стенке трубопровода, или на стенке трубопровода вблизи отверстия для отбора давления не должны присутствовать неровности или другие отклонения от нормы. Соответствие отверстий для отбора давления определенным требованиям может быть оценено визуальным осмотром.

В горизонтальных и наклонных трубопроводах отверстия для отбора давления размещают в верхней части ИТ или корпусе УЗПР с отклонением от вертикальной плоскости, проходящей через ось трубы, не более 90°.

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

При применении соединительных трубок, составленных из отдельных секций, диаметр условного прохода этих секций должен быть одинаковым. Внутренний диаметр диэлектрических вставок не должен отличаться более чем на 50 % от внутреннего диаметра соединительных трубок.

Рекомендуемые значения внутреннего диаметра соединительных трубок приведены в таблице 7.

Таблица 7

Тип среды	Значение внутреннего диаметра в мм при длине трубок, м			
	менее 2,5	от 2,5 до 16	от 16 до 45	от 45 до 90
Сухой газ	От 3,5 до 10 включ.	От 6 до 10 включ.	10	10
Влажный газ*	13	13	13	13
Загрязненный газ**	25	25	25	38
* Газ, способный конденсироваться в соединительной трубке, т. е. точки росы по влаге и углеводородам которого могут оказаться выше температуры газа в соединительной трубке. ** Газ, загрязнения которого могут привести к перекрытию сечения соединительной трубки.				

Материал соединительных трубок должен быть коррозионно-стойким по отношению к измеряемому газу, его конденсату и сопутствующим компонентам (метанол, гликоль и др.).

9.2.3.6 МХ СИ атмосферного давления выбирают исходя из необходимости выполнения следующего условия:

$$\delta_{p_a} \le \frac{p}{p_a}\left[\delta_p^2 - \left(\frac{p_и}{p}\right)^2 \delta_{p_и}^2\right]^{0,5}, \qquad (42)$$

где δ_p — относительная погрешность измерений абсолютного давления (см. таблицу 6);

$\delta_{p_и}$ — относительная погрешность измерений избыточного давления.

Атмосферное давление измеряют в месте расположения СИ избыточного давления, если последнее размещено в замкнутом пространстве, при наличии в нем разрежения или избыточного давления (наддува), создаваемого системами вентиляции и кондиционирования.

9.2.4 Средства измерений температуры и их монтаж

9.2.4.1 Температуру газа измеряют ПТ любого принципа действия.

Термодинамическую температуру газа определяют по формуле

$$T = 273{,}15 + t. \quad (43)$$

При выборе СИ температуры следует руководствоваться следующими рекомендациями:

- ПТ должен иметь МХ, обеспечивающие соблюдение требований к значениям допускаемой относительной погрешности измерений температуры газа для соответствующего уровня точности измерений (см. таблицу 7);
- диапазон измерений ПТ должен быть минимально достаточным;
- конструктивное исполнение ПТ (защищенность от внешних воздействий, наружный диаметр и длина его монтажной части) должно соответствовать требованиям, установленным ГОСТ 6651 и настоящим стандартом, к измерению температуры газа;
- тип компенсационного кабеля для подключения ПТ к вторичному прибору и схему подключения (трех- или четырехпроводную) для подключения термометра сопротивления выбирают с учетом условий эксплуатации и места размещения нормирующего и вторичного преобразователя.

При выборе вторичного прибора следует учитывать номинальную статическую характеристику применяемого ПТ.

Для измерения температуры рекомендуется применять термометры сопротивления, номинальное значение сопротивления которых при 0 °С не менее 100 Ом.

Примечание — Способы соединения термометра сопротивления и вторичного преобразователя по трех- или четырехпроводным схемам подключения являются наиболее предпочтительными.

9.2.4.2 Температуру газа измеряют на прямолинейном участке ИТ до или после УЗПР.

Наличие МС между УЗПР и местом установки ПТ не допускается.

Если температура газа измеряется после УЗПР, то выполняют следующие требования:

- расстояние от корпуса УЗПР или сечения A_2 (см. рисунок 4) при установке ПЭА на наружной поверхности ИТ до ПТ должно быть не менее 2*D* и не более 15*D*. Для однонаправленного потока ПТ рекомендуется устанавливать на участке ИТ, расположенном между 2*D** и 5*D** (где *D** — наружный диаметр трубопровода) от находящегося ниже по течению фланца УЗПР (см. [2]) или сечения A_2 (см. рисунок 4) при установке ПЭА на наружной поверхности ИТ;
- ближайшее МС, размещенное после ПТ, должно располагаться на расстоянии не менее 1*D* от него.

Если температуру газа измеряют до УЗПР, то выполняют следующие требования:

- расстояние от корпуса УЗПР или сечения A_1 (см. рисунок 4) при установке ПЭА на наружной поверхности ИТ до ПТ должно быть не менее допускаемого минимального расстояния между УЗПР и ближайшим установленным перед ним МС (см. 9.2.2.6), в противном случае УЗПР должен быть калиброван вместе с установленным на ИТ ПТ или его гильзой;
- ближайшее МС, размещенное до ПТ, должно располагаться на расстоянии не менее 1*D* от него.

При измерении расхода и объема газа реверсивных потоков с применением одного УЗПР рекомендуется устанавливать ПТ таким образом, чтобы при наиболее часто используемом направлении потока газа ПТ располагался после УЗПР. Независимо от места установки ПТ, расстояние от корпуса УЗПР до ПТ должно быть не менее допускаемого минимального расстояния между УЗПР и ближайшим, установленным перед ним МС (см. 9.2.2.6), в противном случае УЗПР должен быть калиброван вместе с ПТ, если иной вариант установки ПТ не предусмотрен изготовителем УЗПР.

При измерении расхода и объема газа реверсивных потоков с применением двух последовательно установленных УЗПР ПТ рекомендуется устанавливать на участке ИТ между корпусами УЗПР (см. [2]).

9.2.4.3 ПТ может быть установлен непосредственно в ИТ или в гильзу (карман).

Наружные диаметры корпуса ПТ и гильзы (при ее наличии) должны быть не более 0,13*D*. Допускается увеличение наружного диаметра корпуса ПТ и гильзы (при ее наличии) до 0,2*D*, если они установлены на прямолинейном участке ИТ после УЗПР и теплоизолированы, как показано на рисунке 5.

Глубина погружения ПТ, с учетом длины монтажных деталей, должна быть равна длине его монтажной части, установленной изготовителем для конкретного типа ПТ.

Примечание — Длина монтажных деталей (бобышки и т. п.) должна быть минимально необходимой с учетом конструктивных особенностей ПТ.

Чувствительный элемент ПТ должен быть размещен в ИТ на глубине от 0,1*D* до 0,7*D*.

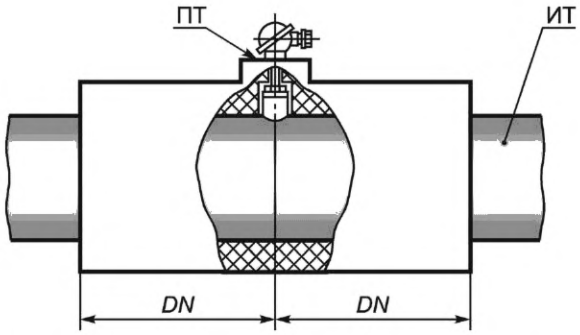


Рисунок 5 — Пример теплоизоляции участков ИТ и ПТ

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

При установке ПТ в гильзу должен быть обеспечен надежный тепловой контакт. Для обеспечения теплового контакта гильзу заполняют, например, жидким маслом. ПТ погружают в гильзу на полную ее глубину (с монтажным зазором). Рекомендуется, чтобы зазор между боковыми стенками гильзы и ПТ не превышал 0,5 мм.

Чувствительный элемент ПТ рекомендуется располагать радиально относительно трубопровода.

Допускается наклонная установка корпуса ПТ или его установка в изгибе колена по оси трубопровода.

9.2.4.4 Если на ИТ предусматривается наличие контрольного ПТ, то расстояние между контрольным и рабочим ПТ должно находиться в пределах от 0,5*DN* до 2*DN*, а угол между осевыми плоскостями ИТ, в которых располагают рабочий и контрольный ПТ, должен быть в пределах 90° ± 10 °.

9.2.4.5 Если температура окружающей среды в процессе эксплуатации УЗПР может отличаться от температуры измеряемого газа более чем на 40 °С, то теплоизолируют корпус УЗПР и участки ИТ, как показано на рисунке 6.

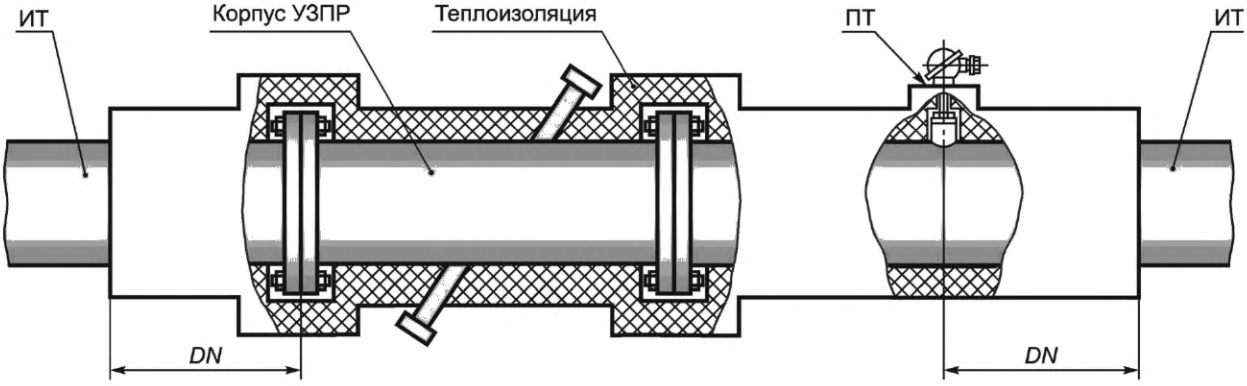


Рисунок 6 — Пример теплоизоляции корпуса УЗПР и участков ИТ

9.2.5 Средства измерений плотности газа при рабочих условиях и их монтаж

9.2.5.1 Для измерения плотности газа при рабочих условиях допускается применение потоковых плотномеров любого типа, МХ которых обеспечивают измерение плотности газа с относительной погрешностью, не превышающей значений, указанных в таблице 7, для соответствующего уровня точности измерений.

При установке плотномера необходимо обеспечить следующее:

- значения давления и температуры газа в чувствительном элементе плотномера должны быть как можно ближе к их значениям в УЗПР;
- проба газа должна быть чистой, однофазной и не содержать каких-либо частиц;
- поток газа, проходящий через чувствительный элемент плотномера, должен быть достаточным для обеспечения реакции на изменения состава, давления и температуры.

Устройства, применяемые на входе плотномеров для очистки проб от примесей (фильтры и осушители), не должны изменять основной состав измеряемого газа.

Пробоотборное устройство или чувствительный элемент плотномера может быть установлен непосредственно в ИТ либо в байпасную линию для отбора проб. Допускается осуществлять подачу газа в плотномер, смонтированный в гильзе, установленной в ИТ. В этом случае точку отбора пробы располагают в области высокого давления газа, а точку возврата пробы — в области низкого давления газа.

Расстояние между УЗПР и пробоотборным устройством плотномера или его чувствительным элементом в случае их размещения непосредственно в ИТ должно быть не менее указанного в 9.2.4.2 для ПТ (при соответствии диаметра погружаемой в полость трубопровода части плотномера диапазону значений диаметра ПТ).

Пробоотборное устройство плотномера или его чувствительный элемент рекомендуется размещать после УЗПР на расстоянии не менее 2*DN* и не более 5*DN*.

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

Показания плотномера пересчитывают к рабочим условиям УЗПР по формуле

$$\rho = \rho_0 \frac{pT_0}{p_0 T}\left(\frac{Z_0}{Z}\right) = \rho_0 \frac{1-\Delta T / T}{1-\Delta p / p}\left(\frac{Z_0}{Z}\right), \quad (44)$$

где ρ_0 — плотность газа в месте установки чувствительного элемента плотномера (показания плотномера);

T, p — температура и абсолютное давление измеряемого газа в УЗПР соответственно;

T_0, p_0 — температура и абсолютное давление газа в месте установки чувствительного элемента плотномера соответственно;

$$\Delta p = p - p_0;$$

$$\Delta T = T - T_0;$$

Z — коэффициент сжимаемости газа при T, p;

Z_0 — коэффициент сжимаемости газа при T_0, p_0.

Допускается не пересчитывать показания плотномера, если значение относительной погрешности измерений плотности газа при рабочих условиях, указанных в таблице 7 для соответствующего уровня точности, не менее значения, рассчитанного по формуле

$$\delta_\rho = \delta_{\rho_0} + 100 \cdot \left| 1 - \frac{1-\Delta p / p}{1-\Delta T / T} \cdot \left(\frac{Z}{Z_0}\right) \right|, \quad (45)$$

где δ_{ρ_0} — относительная погрешность измерений ρ_0.

Для измерения температуры и давления газа в месте размещения чувствительного элемента плотномера используют его штатные СИ давления и температуры.

Если конструкция плотномера не предусматривает наличия штатного СИ давления, то значение p_0 рассчитывают, используя значение абсолютного давления газа в месте установки УЗПР и значение разности давлений газа в местах установки УЗПР и чувствительного элемента плотномера, измеренное СИ перепада давления.

Снижения разности температуры контролируемого потока газа и температуры газа, находящегося в чувствительном элементе плотномера, добиваются путем размещения чувствительного элемента плотномера в потоке измеряемого газа и/или теплоизоляцией элементов плотномера, находящихся вне ИТ.

9.2.6 Средства измерений компонентного состава и плотности газа при стандартных условиях и их монтаж

9.2.6.1 СИ компонентного состава газа должны обеспечивать определение всех компонентов газа, молярная доля которых в газе превышает 0,00005, за исключением компонентов, принятых за условно-постоянную величину.

Для измерения состава многокомпонентного газа применяют потоковый или лабораторный хроматограф.

Потоковые хроматографы рекомендуется применять при невозможности обеспечения необходимой частоты определения компонентного состава газа в химико-аналитических лабораториях. Необходимое число проб за отчетный период времени определяют в соответствии с ГОСТ 31370.

При выборе хроматографа следует учитывать, что погрешность измерения молярной или объемной доли компонентов газа должна обеспечивать выполнение требований к допускаемой погрешности

определения плотности газа при стандартных условиях и/или отношения коэффициента сжимаемости при рабочих условиях к коэффициенту сжимаемости при стандартных условиях, приведенных в таблице 7 для соответствующего уровня точности измерений.

При определении места отбора проб руководствуются требованиями ГОСТ 31370 и следующими дополнительными рекомендациями:

- расстояния между ПЗ и любым ближайшим МС должны быть не менее 2*DN* при размещении ПЗ перед МС и 5*DN* при размещении ПЗ после МС;

- ПЗ располагают на участках трубопроводов УИРГ на входном коллекторе перед ИТ или на выходном коллекторе после ИТ. Допускается располагать ПЗ на ИТ.

При размещении ПЗ на ИТ рекомендуется точку отбора пробы располагать после УЗПР на расстоянии не менее 3*DN*.

Место отбора проб газа должно быть оборудовано в соответствии с требованиями ГОСТ 31370.

Измерение компонентного состава должно осуществляться с применением аттестованных МИ.

Примечание — Компонентный состав природного газа определяют в соответствии с требованиями ГОСТ 31371.7.

9.2.6.2 Для определения плотности газа при стандартных условиях применяют потоковые плотномеры либо потоковые или лабораторные хроматографы.

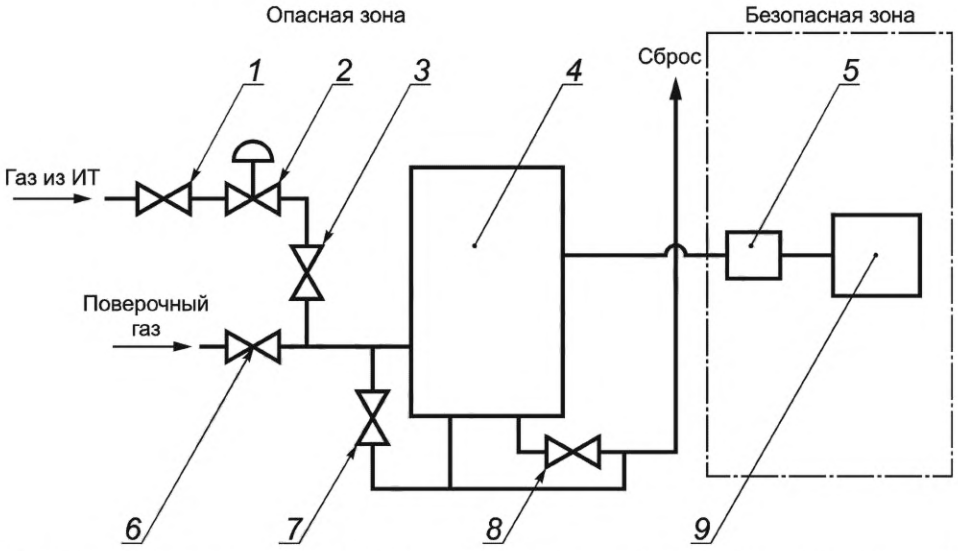
Примечание — Определение плотности газа при стандартных условиях в случае применения хроматографа (потокового или лабораторного) выполняют путем выполнения расчетов по формуле (29) по результатам измерений компонентного состава газа и табулированным (стандартизованным) значениям молярной массы и коэффициента сжимаемости газа при стандартных условиях (см. 6.4.5).

Применение потоковых плотномеров не допускается для загрязненных газов, а также газов, способных конденсироваться, т. е. температура точек росы по влаге и углеводородам которых может оказаться выше температуры газа в соединительной трубке и рабочей камере плотномера.

Метод измерения плотности газа при стандартных условиях с использованием потокового плотномера или расчета по компонентному составу, измеренному потоковым хроматографом, рекомендуется применять при невозможности обеспечения необходимой частоты определения компонентного состава газа в химико-аналитических лабораториях.

9.2.6.3 В случае применения потоковых плотномеров изменение плотности газа при стандартных условиях отслеживают, создавая поток газа через чувствительный элемент плотномера путем ответвления части общего потока. Поток газа, проходящий через чувствительный элемент плотномера, должен быть достаточным для обеспечения реакции на изменения состава газа. Проба газа должна быть чистой, не содержать частиц и быть однофазной.

Типовая схема установки потокового плотномера для измерений плотности газа при стандартных условиях приведена на рисунке 7.



1 — изолирующий клапан; *2* — регулятор давления; *3, 6, 7, 8* — клапаны; *4* — плотномер; *5* — барьер искрозащиты; *9* — вычислитель

Рисунок 7 — Типовая схема монтажа потокового плотномера для измерения плотности газа при стандартных условиях

С целью исключения попадания механических примесей и конденсата в камеры потоковых плотномеров при их подключении к ИТ необходимо в соединительных линиях использовать фильтры и отстойные камеры.

При определении места отбора проб для потокового плотномера руководствуются требованиями, установленными в 9.2.6.1, к месту отбора проб для хроматографов.

9.2.7 Средства обработки результатов измерений

9.2.7.1 Программное обеспечение средств обработки результатов измерений должно реализовывать обработку измерительной информации по соответствующим формулам, приведенным в 6.3, выбираемым в зависимости от метода приведения значения объемного расхода или объема газа при рабочих условиях к стандартным условиям, применяемых СИ параметров потока и среды и метода определения плотности газа при рабочих и/или стандартных условиях.

9.2.7.2 Погрешность средства обработки результатов измерений, обусловленная преобразованием входных сигналов, должна учитываться при оценке погрешности измерений давления, температуры, плотности и объемного расхода газа при рабочих условиях.

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

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

На дисплей могут выдаваться промежуточные значения вычислений и данные архива, например условно-постоянные величины, константы, зарегистрированные нештатные ситуации и т.п.

9.2.7.4 Средства обработки результатов измерений должны обеспечивать хранение результатов измерений и предусматривать возможность ведения архивов: результатов вычислений осредненных параметров газа; регистрации нештатных ситуаций; изменений параметров конфигурирования и корректировки условно-постоянных величин.

9.2.7.5 Средства обработки результатов измерений должны быть защищены от несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результаты измерений объемного расхода и объема газа, а также на процесс формирования и сохранения архивов.

9.2.7.6 Средство обработки результатов измерений должно обеспечивать возможность распечатки архивной и итоговой информации на принтере непосредственно или через устройство приема/передачи информации (переносного устройства сбора информации, компьютера и т. п.).

9.2.7.7 Память средства обработки результатов измерений, предназначенная для хранения архивов и параметров его конфигурирования, должна быть энергонезависимой.

9.3 Требования к дополнительным средствам измерений

9.3.1 Средства измерений перепада давления

9.3.1.1 СИ перепада давления применяют:

- для контроля технического состояния УОГ (целостности фильтрующего элемента, степени его засорения), а также для контроля режима его эксплуатации, при котором обеспечивается очистка газа без уноса твердых частиц и фильтрующего материала (см. 12.3.4);
- для проверки чистоты внутренней поверхности элементов ФП (см. 12.3.4);
- для корректировки в случае необходимости (см. 9.2.5.2) показаний потоковых плотномеров.

Для контроля технического состояния УОГ и контроля над режимом его эксплуатации применяют стационарно установленные СИ перепада давления.

Для проверки чистоты внутренней поверхности элементов ФП применяют стационарно установленные или переносные СИ перепада давления, устанавливаемые на время контроля технического состояния ФП.

9.3.1.2 Рекомендуется, чтобы при верхнем пределе измерений СИ перепада давления относительная погрешность измерений перепада давления при проверке технического состояния УОГ и ФП не превышала 5 %. Относительная погрешность измерений перепада давления при корректировке показаний плотномеров не должна превышать 0,25 %.

9.3.1.3 Верхний предел измерений СИ перепада давления выбирают равным наименьшему значению $\Delta p_в$ из стандартного ряда, удовлетворяющему следующему условию:

$$\Delta p_в \geq 1{,}5\Delta\omega_{max}, \quad (46)$$

где $\Delta\omega_{max}$ — потери давления, соответствующие максимальному расходу газа q_{vmax} в условиях эксплуатации.

При известном значении коэффициента гидравлического сопротивления УОГ или ФП $\Delta\omega_{max}$ рассчитывают по формуле

$$\Delta\omega_{max} = \xi \frac{8}{\pi^2} \frac{\rho_{max} \cdot q_{v\,max}^2}{\left(10^{-3} DN\right)^4}. \quad (47)$$

Примечание — В настоящем стандарте под коэффициентом гидравлического сопротивления понимается отношение потерь статического давления на устройстве к динамическому давлению до или после устройства, который соответствует значению, определяемому по формуле

$$\xi = \frac{2\Delta\omega}{\rho \bar{w}^2} = \frac{2S^2\Delta\omega}{\rho q_v^2}, \quad (48)$$

где S — площадь поперечного сечения трубопровода до или после устройства, м^2.

Если изготовителем под коэффициентом гидравлического сопротивления понимается другая величина, то в этом случае необходимо пользоваться рекомендациями изготовителя.

Если в эксплуатационной документации указаны потери давления газа в зависимости от объемного расхода газа при рабочих условиях, то $\Delta\omega_{max}$ рассчитывают по формуле

$$\Delta\omega_{max} = \Delta\omega_{эд} \left(\frac{\rho_{c_{max}} \cdot p_{max}}{\rho_{c_{эд}} \cdot p_{эд}} \right), \quad (49)$$

где $\Delta\omega_{эд}$ — значение потери давления, приведенное в эксплуатационной документации, соответствующее максимальному расходу газа $q_{v_{max}}$;

$\rho_{c_{эд}}, p_{эд}$ — значения плотности газа при стандартных условиях и давления, для которых в эксплуатационной документации указано значение потери давления;

$\rho_{c_{max}}, p_{max}$ — максимальные значения плотности газа при стандартных условиях и давления газа на узле измерений при максимальном расходе газа.

9.3.1.4 Если конструкция УОГ и ФП не предусматривает отверстий для измерений перепада давления и в их эксплуатационной документации отсутствует информация о месте их расположения, то отборы давления располагают на расстоянии от 1DN до 3DN до и после этих устройств.

9.3.1.5 Требования к геометрическим размерам и форме отверстий для измерения перепада давления, а также к их расположению на трубопроводе идентичны соответствующим требованиям для отверстий отбора давления, изложенным в 9.2.3.4.

9.3.1.6 Схема обвязки СИ перепада давления, применяемых для корректировки показаний потоковых плотномеров, должна предусматривать возможность продувки импульсных трубок и обнуления перепада давления.

СИ перепада давления, устанавливаемых на УОГ и ФП, могут применяться без вентильного блока.

9.3.1.7 Требования к импульсным линиям для подключения СИ перепада давления идентичны соответствующим требованиям, изложенным в 9.2.3.5.

9.3.2 Средства измерений для контроля влажности газа и условий применения основных средств измерений

9.3.2.1 Контроль влажности газа рекомендуется осуществлять при измерении расхода и объема газов, температура которых близка к температуре точек росы или относительная влажность которых близка к единице.

Для контроля влажности газа применяют стационарные или переносные СИ, обеспечивающие измерение относительной влажности или температуры точки росы по воде, а для углеводородсодержащих смесей газов — температуры точек росы по воде и углеводородам.

При выборе СИ влажности учитывают тип, температуру и давление газа, требования к диапазону измерений и к исполнению по взрывозащите.

Рекомендуется выбирать СИ влажности газа, которые обеспечивают измерения температуры точек росы с абсолютной погрешностью измерений не более 1 °С.

9.3.2.2 Для контроля за условиями применения основных СИ и средств обработки результатов измерений могут применяться показывающие или регистрирующие СИ температуры окружающего воздуха, атмосферного давления и влажности воздуха. Данные СИ могут быть любого принципа действия. Рекомендуется для измерений температуры воздуха применение СИ, пределы допускаемой абсолютной погрешности которых не превышают 0,5 °С, для измерений абсолютного давления — 0,5 кПа и относительной влажности воздуха — 5 %.

9.4 Требования к выбору и монтажу дополнительных устройств

9.4.1 Для очистки газа могут быть использованы УОГ следующих типов:

- пылеуловители;
- фильтры-сепараторы;
- фильтры;
- и другое пылевлагоулавливающее оборудование.

Допускается совместное использование УОГ разных типов.

Для защиты УЗПР от содержащихся в газе смолистых веществ, пыли, песка, металлической окалины, ржавчины и других твердых частиц следует применять газовые фильтры, а при наличии в потоке газа наряду с механическими примесями капельной жидкости — фильтры-сепараторы.

Конструкция УОГ должна обеспечивать степень очистки газа, необходимую для нормальной работы УЗПР, установленного изготовителем.

При выборе фильтров и фильтров-сепараторов необходимо убедиться, что используемый в нем фильтрующий материал химически инертен к газу и не будет разрушаться под воздействием потока газа.

Для обеспечения достаточной степени очистки газа без уноса частиц и фильтрующего материала выбор типоразмера и вида фильтра осуществляют с учетом необходимой пропускной способности фильтра и допускаемого перепада давления на нем.

УОГ устанавливают перед входным коллектором УИРГ или на входе ИТ.

Допускается устанавливать УОГ в блоке, который состоит из нескольких параллельных технологических линий (линий фильтрации), включающих УОГ, трубопроводы с запорной и регулирующей арматурой и контрольно-измерительные приборы. Число УОГ в блоке определяют по их пропускной способности и максимальной производительности УИРГ. Рекомендуется предусмотреть в блоке резервный УОГ.

9.4.2 В случаях, предусмотренных изготовителем УЗПР на ИТ, для формирования необходимой структуры потока или для сокращения длины прямолинейного участка ИТ перед УЗПР устанавливают ФП.

Место установки и конструкцию ФП выбирают в соответствии с требованиями эксплуатационной документации на конкретный тип УЗПР.

Примечание — Для УЗПР предпочтительно применение перфорированных пластинчатых ФП по [2].

Геометрические характеристики ФП рассчитывают по измеренному значению внутреннего диаметра участка ИТ, расположенного перед УЗПР.

Номинальные диаметры участков ИТ до и после ФП должны быть равными.

Конструкция ФП должна предусматривать возможность их демонтажа с целью проведения периодических осмотров проточной части и ее очистки.

Осмотр технического состояния ФП может быть осуществлен с помощью эндоскопа. Для ввода эндоскопа во внутреннюю полость ИТ предусматривают одно или несколько отверстий, расположенных в стенке ИТ. Внутренний диаметр отверстий для ввода эндоскопа в ИТ не должен превышать 0,13*DN*. Отверстия для ввода эндоскопа во внутреннюю полость ИТ располагают до или после корпуса ФП на расстоянии не менее 1*DN*.

Допускается контроль технического состояния ФП осуществлять путем контроля перепада давления на них (см. 12.3.4).

9.4.3 В случаях недопустимости прерывания потока газа при проведении работ, связанных с отключением или демонтажем УЗПР, а также с целью недопущения повреждения ПЭА при пусконаладочных работах, при отсутствии резервной ИТ трубопровод оборудуют байпасной и/или перепускной линией на запорной арматуре ИТ.

Примечание — Быстрый сброс давления в корпусе УЗПР может вызвать повреждения ПЭА или изменить его характеристики. Поэтому следует следить за тем, чтобы сброс давления осуществлялся настолько медленно, насколько это возможно. При отсутствии соответствующих указаний изготовителя рекомендуется обеспечить скорость сброса давления не больше 0,5 МПа/мин.

9.4.4 В случае отбора проб газа непосредственно на УИРГ его оснащают в соответствии с ГОСТ 31370 оборудованием для отбора проб.

10 Подготовка к выполнению измерений

10.1 Перед началом измерений проверяют соответствие условий выполнения измерений требованиям раздела 8.

10.2 Основные и дополнительные СИ, средства обработки результатов измерений, дополнительные и вспомогательные устройства приводят в рабочее состояние в соответствии с их эксплуатационной документацией.

10.3 Устанавливают регламент и критерии корректировки условно-постоянных величин (см. также 11.3).

В случае применения потокового хроматографа могут быть установлены алгоритмы усреднения данных хроматографа с контролем достоверности данных.

Примечание — Рекомендуется выполнять усреднение показаний хроматографа по четырем последовательным измерениям, проведенным с минимальным интервалом времени между циклами измерений.

Периодичность отбора проб и корректировки условно-постоянных значений компонентного состава и плотности газа при стандартных условиях может быть рассчитана согласно ГОСТ 31370.

Условно-постоянное значение абсолютного давления при применении метода «*T*-пересчет» корректируют, если отклонение абсолютного давления газа от значения, принятого условно-постоянным, выходит за пределы

$$\pm 0{,}01 p \delta_p, \tag{50}$$

где δ_p — относительная погрешность измерения абсолютного давления, указанная в таблице 6 для соответствующего уровня точности измерений.

Примечание — Значение абсолютного давления может быть принято условно-постоянной величиной только в случае применения метода «*T*-пересчет».

Условно-постоянное значение атмосферного давления корректируют, если отклонение атмосферного давления от значения, принятого условно-постоянным, выходит за пределы

$$\pm 0{,}03 p \delta_p. \tag{51}$$

10.4 В память средств обработки результатов измерений вводят необходимую информацию о параметрах и характеристиках СИ, ИТ, а также значения условно-постоянных величин в зависимости от метода пересчета (см. 6.3).

В случае применения метода «*T*-пересчет» значение абсолютного давления, принятого условно-постоянной величиной, рассчитывают по формуле

$$p_{\text{п}} = \frac{p_{\max} + p_{\min}}{2}, \tag{52}$$

где $p_{\max}$, $p_{\min}$ — максимальное и минимальное значения абсолютного давления газа в условиях эксплуатации УИРГ.

В случае применения метода «*T*-пересчет» в качестве условно-постоянного значения коэффициента сжимаемости газа при рабочих условиях принимают значение, рассчитанное при давлении $p_{\text{п}}$ [см. формулу (14)] и среднем значении температуры на УИРГ. Для многокомпонентных газов при расчете коэффициента сжимаемости при рабочих и стандартных условиях используют усредненный компонентный состав газа или усредненные значения плотности газа при стандартных условиях, молярные доли содержания азота и диоксида углерода.

10.5 Для автоматической компенсации систематических составляющих погрешности основных СИ в память средства обработки результатов измерений могут вводиться поправочные коэффициенты, или кривая погрешности, или градуировочная характеристика СИ.

10.6 Для недопущения ударного динамического воздействия потока газа на ПЭА в соответствии с эксплуатационной документацией обеспечивают плавную подачу газа в ИТ.

10.7 После заполнения ИТ газом проверяют герметичность всех узлов и элементов оборудования, находящихся под давлением, фланцевых и резьбовых соединений, запорной арматуры, соединительных трубок. Места утечек определяют путем обмыливания поверхностей или с применением течеискателя.

Обнаруженные утечки должны быть устранены на разгруженном по давлению оборудовании.

10.8 Контролируют отсутствие предупреждений и сигнализации о сбоях и коммуникационных ошибках на показывающем устройстве (дисплее, мониторе).

10.9 В соответствии с эксплуатационной документацией проводят проверку конфигурирования средства обработки результатов измерений и устройства обработки сигнала УЗПР.

В объеме, предусмотренном эксплуатационной документацией, выполняют проверку функционирования УЗПР.

В общем случае при проверке функционирования УЗПР по каждому акустическому каналу проверяют:

- качество сигнала;
- отклонения измеренных скоростей звука от расчетного значения;
- отклонение измеренной скорости звука от скоростей звука по другим акустическим каналам;
- отношение сигнал/шум;
- уровень сигнала.

Фиксируют среднюю скорость газа и скорости газа вдоль каждого акустического канала в УЗПР.

Данные операции рекомендуется провести для двух значений скорости газа:

- для УЗПР с $DN \geq 300$ — не более 1,5 м/с и свыше 10 м/с;
- для УЗПР с $DN < 300$ — не более 3 м/с и свыше 10 м/с.

По измеренным значениям давления, температуры и, при необходимости, состава газа рассчитывают скорость звука (см. 6.4.6) и проводят ее сравнение с измеренными с применением УЗПР значениями скорости звука.

Критерии оценки измеренных параметров при проверке функционирования УЗПР устанавливает его изготовитель (см. также 12.3).

Создают протокол диагностики, который необходим для анализа трендов при проведении проверок работоспособности УЗПР в процессе его эксплуатации.

Примечания

1 Для проверки функционирования УЗПР могут применяться и другие параметры, предусмотренные изготовителем.

2 При наличии персонального компьютера, подключенного к интерфейсному выходу УЗПР, и соответствующего специализированного программного обеспечения проверку функционирования УЗПР следует выполнять с их помощью.

11 Порядок выполнения измерений и обработка их результатов

11.1 Расчет расхода газа, приведенного к стандартным условиям

11.1.1 Расчет расхода газа, приведенного к стандартным условиям, выполняют в автоматическом режиме с применением средства обработки результатов измерений.

Процедура расчета расхода газа при стандартных условиях зависит от типа газа, метода пересчета и состава применяемых СИ.

11.1.2 В случае применения метода «*T*-пересчет» (см. 6.3.3) расчет расхода газа, приведенного к стандартным условиям, выполняют в последовательности:

а) с применением средства обработки результатов измерений проводят регистрацию и обработку показаний УЗПР (см. 6.2) и СИ температуры газа (см. 9.2.4);

б) по измеренным значениям температуры и принятым условно-постоянным значениям абсолютного давления газа и коэффициентам сжимаемости газа при рабочих и стандартных условиях пересчитывают объемный расход газа при рабочих условиях к стандартным условиям по формуле (13).

11.1.3 В случае применения метода «*pTZ*-пересчет» (см. 6.3.3) расчет расхода газа, приведенного к стандартным условиям, выполняют в последовательности:

а) с применением средства обработки результатов измерений проводят регистрацию и обработку показаний УЗПР (см. 6.2), СИ давления (см. 9.2.3) и температуры газа (см. 9.2.4);

б) по измеренным значениям температуры и давления газа и дополнительно для многокомпонентного газа по измеренным или принятым условно-постоянным значениям физико-химических показателей газа вычисляют коэффициенты сжимаемости газа при рабочих и стандартных условиях (см. 6.4);

в) пересчитывают объемный расход газа при рабочих условиях к стандартным условиям по формуле (18).

11.1.4 В случае применения метода «ρ-пересчет» (см. 6.3.4) расчет расхода газа, приведенного к стандартным условиям, выполняют в последовательности:

а) с применением средства обработки результатов измерений проводят регистрацию и обработку показаний УЗПР (см. 6.2), СИ плотности газа при рабочих условиях (см. 9.2.5). При необходимости корректировки показаний СИ плотности при рабочих условиях дополнительно регистрируют показания СИ параметров, предусмотренных в 9.2.5.2, и осуществляют корректировку показаний СИ плотности по формуле (44);

б) измеряют (см. 9.2.6.2) или рассчитывают плотность газа при стандартных условиях (см. 6.4.5);

в) пересчитывают объемный расход газа при рабочих условиях к стандартным условиям по формуле (23).

11.2 Расчет объема газа

11.2.1 Объем газа определяют в автоматическом режиме с применением средства обработки результатов измерений, путем циклического вычисления и измерения необходимых параметров и их интегрирования (см. 6.3.3 и 6.3.4).

11.2.2 Процедура выполнения расчета на одном цикле вычислений при дискретном интегрировании функций расхода по времени [см. формулы (20), (21) и (24), (25)] или при дискретизации объема [см. формулы (22), (26)] аналогична изложенной в 11.1. Результат вычислений выдается в единицах измерений объема газа при рабочих условиях и объема газа, приведенного к стандартным условиям.

11.3 Корректировка условно-постоянных величин и результатов измерений

В соответствии с установленным регламентом (см. 10.3) в памяти средства обработки результатов измерений корректируют значения условно-постоянных величин.

Если корректировка условно-постоянных величин не была выполнена ввиду отсутствия технической возможности ее проведения, то необходимо провести перерасчет объема газа при стандартных условиях по формуле

$$V_c = V_c^* \frac{Z_c \cdot Z^*}{Z \cdot Z_c^*}, \tag{53}$$

где V_c^* — показание средства обработки результатов измерений;

Z^*, Z_c^* — коэффициенты сжимаемости газа, рассчитанные при средних значениях давления и температуры газа, а также при значениях физико-химических показателей газа, принятых за условно-постоянные величины при расчете V_c^*;

Z, Z_c — коэффициенты сжимаемости газа, рассчитанные при средних значениях давления и температуры газа, а также при значениях физико-химических показателей газа, измеренных за отчетный интервал времени.

Если за интервал времени измерений было проведено несколько измерений физико-химического показателя газа, то за его значение принимают средневзвешенное значение результатов измерений, которое рассчитывают по формуле

$$\overline{y} = \frac{\sum_{i=1}^{n} V_{ci}^* y_i}{\sum_{i=1}^{n} V_{ci}^*} \text{ или } \overline{y} = \frac{\sum_{i=1}^{n} V_i^* y_i}{\sum_{i=1}^{n} V_i^*}, \tag{54}$$

где y_i — i-й результат измерений физико-химического показателя газа y (например, молярная доля метана в газе, плотность газа при стандартных условиях).

12 Контроль соблюдения требований методики измерений

12.1 Подтверждение реализуемости методики измерений

12.1.1 Подтверждение реализуемости МИ, изложенной в настоящем стандарте, осуществляют юридические лица или индивидуальные предприниматели, эксплуатирующие УИРГ, перед вводом его в эксплуатацию или после его реконструкции, а также при внедрении МИ на действующем УИРГ.

В процессе эксплуатации владелец УИРГ обеспечивает контроль соблюдения и выполнения требований настоящего стандарта.

12.1.2 При подтверждении реализуемости МИ устанавливают:

- наличие акта измерений геометрических характеристик ИТ;
- наличие необходимой эксплуатационной документации СИ;
- соответствие условий проведения измерений требованиям раздела 8;
- соответствие монтажа и эксплуатации СИ, вспомогательных и дополнительных устройств требованиям эксплуатационной документации и раздела 9;
- соблюдение процедур обработки результатов измерений;
- соблюдение требований к точности измерений.

12.1.3 По результатам подтверждения реализуемости МИ составляют акт в соответствии с приложением Б. Допускается составление акта в форме электронного документа, подписанного усиленной квалифицированной электронной подписью.

12.1.4 Доверительные границы относительной погрешности результата измерения объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, по данной МИ устанавливают на основании расчетов в соответствии с разделом 13. Расчет проводит юридическое лицо или индивидуальный предприниматель, проводящий подтверждение реализуемости МИ, по аттестованной программе или ручным способом. Результаты расчета являются неотъемлемым приложением акта (см. 12.1.3) и заверяются подписью лица, проводившего расчеты.

12.2 Контроль точности результатов измерений

При выполнении измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, применяют основные СИ и средства обработки результатов измерений утвержденных типов, прошедшие поверку.

Основные СИ и средства обработки результатов измерений, применяемые на УИРГ, на которые не распространяется сфера государственного регулирования обеспечения единства измерений, при вводе в эксплуатацию и в процессе эксплуатации УИРГ должны подвергаться калибровке или в добровольном порядке поверке.

Дополнительные СИ подлежат калибровке или в добровольном порядке поверке.

Периодичность поверки СИ должна соответствовать интервалу между поверками, установленным при утверждении типа СИ.

12.3 Эксплуатационная диагностика

12.3.1 В процессе эксплуатации УИРГ контролируют:

- отсутствие сбоев показаний СИ;
- своевременность и правильность корректировки условно-постоянных величин;
- выполнение требований к условиям измерений;
- показания дополнительных СИ;
- параметры УЗПР, диагностика которых предусмотрена его эксплуатационной документацией;
- герметичность соединений ИТ и соединительных трубок;
- целостность фильтрующего элемента УОГ и степень его засорения;
- состояние внутренней поверхности ИТ, ФП и проточной части УЗПР;
- корректность конфигурирования вычислительного устройства, контроллеров и СИ.

Указанный перечень конкретизируют в зависимости от применяемых основных и дополнительных СИ и условий их применения.

12.3.2 В процессе эксплуатации без демонтажа УЗПР и остановки подачи газа периодически по каждому акустическому каналу контролируют:

- уровень усиления сигнала;
- качество сигнала;
- отношение сигнал/шум;
- отношение скорости газа по акустическому каналу к средней скорости газа в УЗПР;
- скорость распространения звука.

12.3.2.1 Усиление сигнала по одному из каналов свыше допустимого уровня может быть вызвано повреждением или загрязнением ПЭА либо наличием жидкости в газе.

При анализе изменения уровня сигнала необходимо учитывать, что при одинаковом тренде для всех каналов изменения могут быть вызваны увеличением или уменьшением давления и скорости газа.

Примечание — Увеличение давления газа приводит к уменьшению необходимого уровня сигнала, а увеличение скорости — к его росту.

12.3.2.2 Значительное ухудшение качества сигнала, выраженное в снижении отношения числа импульсов, участвующих в расчетах, к общему числу импульсов (обычно менее 35 %), указывает на возможную неисправность ПЭА и загрязнение его поверхности.

12.3.2.3 Уменьшение отношения сигнал/шум обусловлено наличием в потоке акустических шумов, которые могут быть вызваны неисправностью ПЭА, работой регулятора давления газа или любым другим устройством, дросселирующим газ.

12.3.2.4 Наличие тренда отношения скоростей потока по акустическим каналам, расположенным на разных расстояниях от оси ИТ (корпуса УЗПР), указывает на загрязнение стенок ИТ или внутренней поверхности УЗПР или ФП при его наличии.

12.3.2.5 Если отклонения измеренных скоростей звука от расчетного значения и различия скоростей звука по акустическим каналам не превышают установленных изготовителем пределов, то данное обстоятельство указывает на исправность УЗПР.

Отличие измеренной скорости звука от расчетного значения по акустическому каналу может означать сбой или неисправность ПЭА, электронных компонентов, кабелей, преобразователей, систем измерения давления, температуры и состава газа, а также наличие осадка на ПЭА или корпусе УЗПР в случае применения акустических каналов с отраженным акустическим импульсом.

Во избежание ложных выводов измерение скорости распространения звука в многокомпонентном газе должно выполняться синхронно с измерением его состава.

Диагностика исправности многоканальных УЗПР может выполняться путем наблюдений за изменением во времени отношений скоростей распространения звука в газе, рассчитанных по каждой паре акустических каналов по формуле

$$\gamma_{ij} = \frac{c_i}{c_j}; \tag{55}$$

$$i = 1,2 \ldots m \ (i \neq j);$$

$$j = 2 \ldots m \ (j \geq i),$$

где c_i — скорость распространения звука, измеренная в i-м акустическом канале;

c_j — скорость распространения звука, измеренная в j-м акустическом канале;

m — число акустических каналов.

Изменение отношения γ_{ij}, наблюдаемое в процессе эксплуатации УЗПР, указывает на ухудшение или сбой измерений по определенному акустическому каналу.

12.3.3 В процессе эксплуатации на демонтированном или изолированном от потока газа УЗПР периодически рекомендуется проводить следующие проверки:

- смещение нуля;
- качества сигнала;
- отклонения измеренных скоростей звука от расчетного значения;
- отклонения значений измеренных скоростей звука по парам акустических каналов.

В процессе эксплуатации на демонтированном или изолированном от потока газа УЗПР рекомендуется проводить периодические проверки в соответствии с требованиями эксплуатационной документации.

12.3.3.1 При проведении проверок УЗПР без демонтажа с ИТ УЗПР изолируют от потока газа путем закрытия запорной арматуры, установленной до и после УЗПР. Для обеспечения удобства контроля за отсутствием утечек через запорную арматуру частично стравливают газ из изолированного участка. При этом давление в изолированном участке ИТ должно отличаться от давления в остальном трубопроводе не менее чем на 10 % или 0,1 МПа.

На протяжении всего периода проверок давление и температура газа должны находиться в пределах, указанных в таблице 8.

Таблица 8

Наименование параметра	Допускаемые пределы изменения
Абсолютное давление газа, % за 300 с	±0,2(0,4)*
Температура газа, °С за 300 с	±0,2(0,4)*
* Допускаемое значение для УЗПР с пределами допускаемой относительной погрешности более 0,7 %.	

Если предел относительной погрешности, приписываемой функциональной зависимости, используемой для расчета скорости распространения звука в рабочей среде, превышает 0,1 %, то рекомендуется методом вытеснения (выпуска/заполнения) заменить рабочую среду в изолируемом участке азотом.

Участок ИТ и установленный на нем УЗПР должны быть закрыты от попадания солнечных лучей и находиться на достаточном расстоянии от источников тепла во избежание неравномерного нагрева корпуса УЗПР и поверхности ИТ.

Диагностику УЗПР, демонтированного с ИТ, проводят в помещении при стабильной температуре воздуха.

На фланцы УЗПР устанавливают заглушки, оснащенные штуцерами для подачи тестового газа в корпус УЗПР и монтажа СИ температуры и давления.

Подключают СИ температуры и давления.

В качестве тестового газа рекомендуется использовать повышенной чистоты азот по ГОСТ 9293. Внутренняя полость корпуса УЗПР перед заполнением азотом должна быть предварительно продута тем же самым азотом. Рекомендуется перед подачей азота из корпуса УЗПР откачать воздух. При этом абсолютное давление остаточного воздуха в корпусе УЗПР должно быть не более 2000 Па.

Корпус УЗПР заполняют тестовым газом, пока давление газа не достигнет необходимого значения, равного среднему рабочему давлению.

Проводят проверку давления не менее чем через 1 час после заполнения корпуса тестовым газом. Изменение давления означает наличие протечки газа через заглушки. Проверку на протечки можно произвести мыльным раствором.

12.3.3.2 Проверку смещения нуля УЗПР проводят в соответствии с его эксплуатационной документацией. Для этого УЗПР изолируют от потока газа (см. 12.3.3.1). После стабилизации давления и температуры газа во внутренней полости УЗПР (см. таблицу 8) проводят измерение скорости потока газа по каждому акустическому каналу. Измеренные значения скорости газа не должны превышать допускаемого значения, указанного изготовителем. Если значение допускаемой скорости газа при нулевом расходе не указано изготовителем, то рекомендуется проверить, что средняя скорость потока газа, измеренная за 300 с, по каждому акустическому каналу не превышает:

- 0,006 м/с при $\delta_{уп} \le 0{,}7$ %;
- 0,012 м/с при $0{,}7\ \% < \delta_{уп} \le 1{,}5$ %;
- 0,024 м/с при $\delta_{уп} > 1{,}5$ %,

где $\delta_{уп}$ — предел допускаемой относительной погрешности УЗПР.

Коррекцию нуля шкалы УЗПР в полевых условиях допускается производить по методике изготовителя УЗПР.

12.3.3.3 Качество сигнала считают удовлетворительным, если отношение числа импульсов, участвующих в расчетах, к общему числу импульсов не менее 95 %.

12.3.3.4 Проверку отклонений измеренных скоростей звука от расчетного значения по каждому акустическому каналу и отклонений значений измеренных скоростей звука по парам акустических каналов не следует начинать до тех пор, пока показания измеряемой скорости звука в газе не будут оставаться в пределах 0,2 м/с не менее 10 минут.

В качестве значений скоростей звука принимают их средние значения, измеренные за промежуток времени не менее 300 с.

По измеренным значениям давления, температуры и состава газа (если поверочная среда — многокомпонентный газ) рассчитывают скорость звука (см. 6.4.6) и проводят ее сравнение с измеренными с применением УЗПР значениями скорости звука.

Отклонения измеренных скоростей звука от расчетного значения и различия скоростей звука по акустическим каналам не должны превышать установленных изготовителем пределов.

Оценку работы УЗПР по результатам измерений скорости звука рекомендуется выполнять с учетом следующих критериев:

а) отклонения расчетной скорости звука в газе от измеренных скоростей звука по каждому акустическому каналу должны находиться в пределах

$$\pm(A + |\delta_{со}|), \tag{56}$$

где $\delta_{со}$ — относительная погрешность определения скорости звука;

A — параметр, значение которого принимают равным:

- 0,1 % при $\delta_{уп} \le 0{,}7$ %;
- 0,2 % при $0{,}7\ \% < \delta_{уп} \le 1{,}5$ %;
- 0,3 % при $\delta_{уп} > 1{,}5$ %.

Значение относительной погрешности определения скорости звука рассчитывают по формуле

$$\delta_{со} = \pm\left(\delta_{c_f}^2 + 0{,}25\delta_T^2\right)^{0{,}5}, \tag{57}$$

где δ_{c_f} — относительная погрешность (или расширенная неопределенность), приписываемая функциональной зависимости, используемой для расчета скорости звука;

δ_T — относительная погрешность измерения температуры газа.

Примечание — Ввиду малой чувствительности скорости звука газа к изменению давления и в связи с тем, что скорость звука при допущении постоянства показателя адиабаты пропорциональна квадратному корню из термодинамической температуры, в формуле (57) не учитывается составляющая от погрешности измерений давления, и относительный коэффициент чувствительности скорости звука к изменению температуры принят равным 0,5.

Рекомендуется для расчета скорости распространения звука в газе применять зависимости, для которых $\delta_{c_f} \le 0{,}1$ %;

б) отклонение скоростей звука по паре акустических каналов должно находиться в пределах ±A [см. формулу (56)].

12.3.4 В процессе эксплуатации контролируют перепад давления на УОГ, значение которого не должно превышать допускаемого значения, указанного в его паспорте.

Примечание — Необходимо учитывать, что при уносе фильтрующего элемента перепад давления на УОГ может уменьшаться.

Контроль технического состояния ФП по результатам измерений потери давления на них выполняют периодически с интервалом, установленным согласно графику работ по техническому обслуживанию УИРГ.

Рекомендуется контроль технического состояния ФП выполнять не реже одного раза в месяц.

Измеренное значение перепада давления на ФП сравнивают с контрольным значением.

Если перепад давления на ФП превышает контрольное значение более чем на 10 %, необходимо провести его очистку.

Контрольное значение потерь давления $\Delta\omega$ для текущих условий измерений расхода и объема газа рассчитывают по формуле

$$\Delta\omega = \xi \frac{8}{\pi^2} \frac{\rho \cdot q_v^2}{\left(10^{-3} \cdot DN\right)^4}, \tag{58}$$

где ξ — коэффициент гидравлического сопротивления ФП;

ρ, q_v — текущие значения плотности и расхода газа.

В формуле (58) рекомендуется использовать действительный коэффициент гидравлического сопротивления ФП, который определяют на начальном этапе его эксплуатации по формуле

$$\xi = \frac{\left(10^{-3} \cdot DN\right)^4 \pi^2 \Delta\omega}{8\rho q_v^2}, \tag{59}$$

где $\Delta\omega$ — значения потерь давления газа на ФП;

ρ, q_v — значения плотности и расхода газа, при которых измерялись потери давления газа на ФП.

13 Оценка погрешности результата измерений

13.1 Общие положения

13.1.1 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 5, для соответствующего уровня точности измерений.

При проведении измерений расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, с применением калиброванных СИ, допускается проводить оценку неопределенности результатов измерений. Алгоритм оценки неопределенности приведен в приложении В.

13.1.2 Доверительные границы относительной погрешности должны быть представлены двумя значащими цифрами.

13.1.3 Границы составляющей относительной погрешности результата измерений величины y, вызываемой основной погрешностью СИ, δ_{oy}, вычисляют по формулам:

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

$$\delta_{oy} = \frac{\Delta_{oy}}{y} 100 = \Theta_{oy}; \quad (60)$$

- при известных пределах допускаемой основной приведенной погрешности γ_{oy} *СИ*:
если нормирующим значением является диапазон измерений ($y_в - y_н$)

$$\delta_{oy} = \gamma_{oy} \frac{y_в - y_н}{y}; \quad (61)$$

если нормирующим значением является верхний предел измерений

$$\delta_{oy} = \gamma_{oy} \frac{y_в}{y}. \quad (62)$$

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

$$\delta_{dy} = \frac{\Delta_{dy}}{y} 100 = \gamma_{dy} \frac{y_в - y_н}{y} = \Theta_{dy}, \quad (63)$$

где Δ_{dy}, γ_{dy}, Θ_{dy} — предел допускаемой абсолютной, приведенной и относительной дополнительной погрешности, соответственно;

- при нормировании пределов допускаемых значений коэффициентов влияния

$$\delta_{dy} = \frac{\Delta_{dy}}{y} \frac{\Delta x}{\Delta x_н} 100 = \gamma_д \frac{y_в - y_н}{y} \frac{\Delta x}{\Delta x_н} = \Theta_{dy} \frac{\Delta x}{\Delta x_н}, \quad (64)$$

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.

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

- при использовании измерительной цепи последовательно соединенных СИ

$$\delta_y = \left[\sum_{i=1}^{l} \left(\delta_{oy_i}^2 + \sum_{j=1}^{m_i} \delta_{dy_{ij}}^2 \right) \right]^{0,5}, \quad (65)$$

где l — 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 МХ

$$\delta_y = \left[\delta_{oy}^2 + \sum_{j=1}^{m} \delta_{dy_j}^2 \right]^{0,5}, \quad (66)$$

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.

13.1.5 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

$$\delta_y = \left[\left(\delta_{y_f}\right)^2 + \sum_{i=1}^{m} \vartheta_{y_i}^2 \delta_{y_i}^2 \right]^{0,5}, \tag{67}$$

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;

δ_{y_i} — доверительные границы относительной погрешности результатов измерений величины y_i.

При известных границах абсолютной погрешности Δy_f или относительной расширенной неопределенности U'_{yf}, приписываемых функциональной зависимости, значение δ_{y_f} вычисляют по формуле

$$\delta_{y_f} = \frac{\Delta y_f}{y} 100 = U'_{y_f}. \tag{68}$$

Относительный коэффициент чувствительности ϑ_{y_i} вычисляют по формуле

$$\vartheta_{y_i} = f'_{y_i} \frac{y_i}{y}, \tag{69}$$

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'_{yi} вычисляют по формуле

$$f'_{y_i} = \frac{f\left(y_i + \Delta y_i\right) - f\left(y_i\right)}{\Delta y_i}, \tag{70}$$

где Δy_i — приращение i-й измеряемой величины.

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

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

$$\delta_y = \left(\frac{y_{\max} - y_{\min}}{y_{\max} + y_{\min}} \right) 100, \tag{71}$$

где $y_{\max}$, $y_{\min}$ — границы величины y за период времени, в котором величина y принята в качестве постоянной.

13.2 Формулы расчета относительной погрешности результата измерений расхода газа

13.2.1 Относительную погрешность результатов измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, вычисляют по формулам:

- при применении метода «ρ-пересчет»

$$\delta_{q_c} = \left[\delta_{q_v}^2 + \delta_{\text{в}}^2 + \delta_{\rho}^2 + \delta_{\rho_c}^2 \right]^{0,5}, \tag{72}$$

- при применении метода «T-пересчет»

$$\delta_{q_c} = \left[\delta_{q_v}^2 + \delta_{\text{в}}^2 + \delta_{\rho_{\text{п}}}^2 + \delta_T^2 + \delta_{Z_{\text{п}}}^2 + \delta_{Z_{\text{сп}}}^2 \right]^{0,5}, \tag{73}$$

- при применении метода «pTZ-пересчет»

$$\delta_{q_c} = \left[\delta_{q_v}^2 + \delta_{\text{в}}^2 + \left(1 - \vartheta_{Z_p}\right)^2 \delta_p^2 + \left(1 + \vartheta_{Z_T}\right)^2 \delta_T^2 + \tilde{\delta}_{Z/Z_c}^2 \right]^{0,5}, \tag{74}$$

где δ_{q_v} — 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;

$\delta_р$ — составляющая, обусловленная погрешностью измерений плотности газа при рабочих условиях;

$\delta_{\rho_с}$ — составляющая, обусловленная погрешностью измерений или расчета плотности газа при стандартных условиях;

$\delta_{\rho_п}$ — составляющая, обусловленная принятием давления газа за условно-постоянную величину;

δ_T — составляющая, обусловленная погрешностью измерений температуры газа;

$\delta_{Z_п}$ — составляющая, обусловленная принятием коэффициента сжимаемости при рабочих условиях за условно-постоянную величину;

$\delta_{Z_{сп}}$ — составляющая, обусловленная принятием коэффициента сжимаемости при стандартных условиях за условно-постоянную величину;

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;

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

13.2.2 В случае применения ИВК, реализующего метод «*pTZ*-пересчет», и у которого МХ нормированы с учетом МХ СИ давления и температуры, доверительные границы относительной погрешности результатов измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, $\delta_{q_с}$, вычисляют по формуле

$$\delta_{q_с} = \left[\delta^2_{q_v} + \delta^2_{ИВК} + \delta^2_{Z/Z_с}\right]^{0,5}, \quad (75)$$

где $\delta_{ИВК}$ — составляющая, обусловленная погрешностью ИВК;

$\delta_{Z/Z_с}$ — составляющая, обусловленная погрешностью определения отношения коэффициента сжимаемости газа при рабочих условиях к коэффициенту сжимаемости при стандартных условиях.

13.2.3 В случае применения ИВК, реализующего метод «*pTZ*-пересчет» и у которого МХ нормированы с учетом МХ СИ давления и температуры и погрешности расчета коэффициентов сжимаемости, доверительные границы относительной погрешности результатов измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, $\delta_{q_с}$ вычисляют по формуле

$$\delta_{q_с} = [\delta^2_{q_v} + \delta^2_{ИВК}]^{0,5}. \quad (76)$$

13.2.4 В случае применения ИВК, реализующего метод «*pTZ*-пересчет» и у которого МХ нормированы с учетом МХ СИ объемного расхода газа при рабочих условиях, давления и температуры, доверительные границы относительной погрешности результатов измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, $\delta_{q_с}$, вычисляют по формуле

$$\delta_{q_с} = \left[\delta^2_{ИВК} + \delta^2_{Z/Z_с}\right]^{0,5}. \quad (77)$$

13.2.5 В случае применения ИВК, реализующего метод «*T*-пересчет» и у которого МХ нормированы с учетом МХ СИ температуры, доверительные границы относительной погрешности результатов измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, $\delta_{q_с}$, вычисляют по формуле

$$\delta_{q_с} = \left[\delta^2_{q_v} + \delta^2_{ИВК} + \delta^2_{p_п} + \delta^2_{Z_п} + \delta^2_{Z_{сп}}\right]^{0,5}. \quad (78)$$

13.2.6 В случае применения ИВК, реализующего метод «*T*-пересчет», и у которого МХ нормированы с учетом МХ СИ объемного расхода газа при рабочих условиях и температуры, доверительные границы относительной погрешности результатов измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, $\delta_{q_с}$, вычисляют по формуле

$$\delta_{q_c} = \left[\delta^2_{\text{ИВК}} + \delta^2_{p_\text{п}} + \delta^2_{Z_\text{п}} + \delta^2_{Z_\text{сп}}\right]^{0,5}. \quad (79)$$

13.3 Составляющие погрешности результатов измерений расхода газа

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

$$\delta_{q_v} = \left[\delta^2_{\text{УЗПР}} + \delta^2_{\text{пр}}\right]^{0,5} + \theta_s + \theta_{b,Tp}, \quad (80)$$

где $\delta_{\text{УЗПР}}$ — границы относительной погрешности результатов измерений объемного расхода газа при рабочих условиях с применением УЗПР;

$\delta_{\text{пр}}$ — границы относительной погрешности преобразования выходного сигнала УЗПР.

Значение θ_s вычисляют по формуле (33), а значение $\theta_{b,Tp}$ — по формуле (А.7) приложения А.

13.3.2 Составляющую, обусловленную погрешностью измерений абсолютного давления газа δ_p вычисляют по формулам:

- при применении преобразователей абсолютного давления

$$\delta_p = \left[\sum_{i=1}^{I} \delta^2_{p_i}\right]^{0,5}, \quad (81)$$

где I — число последовательно соединенных компонентов измерительной цепи, используемых для измерения избыточного давления;

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;

- при применении преобразователей избыточного давления

$$\delta_p = \left[\left(\frac{p_\text{и}}{p}\right)^2 \sum_{i=1}^{I} \delta^2_{p_{\text{и}i}} + \left(\frac{p_\text{а}}{p}\right)^2 \delta^2_{p_\text{а}}\right]^{0,5}, \quad (82)$$

где $\delta_{p_{\text{и}i}}$ — границы относительной погрешности результатов измерений избыточного давления газа i-го компонента, входящего в состав измерительной цепи с учетом дополнительных составляющих погрешности, вызванных внешними влияющими величинами;

$\delta_{p_\text{а}}$ — границы относительной погрешности результатов измерений атмосферного давления с учетом дополнительных составляющих погрешности, вызванных внешними влияющими величинами.

Если атмосферное давление окружающего воздуха или абсолютное давление газа принято условно-постоянной величиной, то соответствующие значения $\delta_{p_\text{а}}$, δ_p вычисляют по формуле (71).

13.3.3 Составляющую, обусловленную погрешностью измерений температуры газа, δ_T, вычисляют по формуле

$$\delta_T = \left[\sum_{i=1}^{I} \delta^2_{T_i}\right]^{0,5}, \quad (83)$$

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

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.

13.3.4 Границы относительной погрешности результатов измерений плотности газа при рабочих и стандартных условиях вычисляют по формулам, приведенным в 13.1.3 и 13.1.4.

Если плотность газа при стандартных условиях определяют расчетом, например по ГОСТ 31369, то значение δ_{ρ_c} оценивают в соответствии с требованиями нормативных документов, регламентирующих применяемый метод расчета.

Если плотность газа при стандартных условиях принята условно-постоянной величиной, то значение δ_{ρ_c} рассчитывают по формуле (71).

13.3.5 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 однокомпонентного газа

$$\delta_{Z/Z_c} = \left[\delta_{Z_f}^2 + \delta_{Z_{cf}}^2 + \vartheta_{Z_p}^2 \delta_p^2 + \vartheta_{Z_T}^2 \delta_T^2\right]^{0,5}; \quad (84)$$

- для многокомпонентного газа при расчете коэффициента сжимаемости по давлению, температуре и компонентному составу газа

$$\delta_{Z/Z_c} = \left[\delta_{Z_f}^2 + \delta_{Z_{cf}}^2 + \vartheta_{Z_p}^2 \delta_p^2 + \vartheta_{Z_T}^2 \delta_T^2 + \sum_{i=1}^{N}\left(\vartheta_{(Z/Z_c)_{x_i}} \delta_{x_i}\right)^2\right]^{0,5}; \quad (85)$$

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

$$\delta_{Z/Z_c} = \left[\delta_{Z_f}^2 + \delta_{Z_{cf}}^2 + \vartheta_{Z_p}^2 \delta_p^2 + \vartheta_{Z_T}^2 \delta_T^2 + \vartheta_{(Z/Z_c)_{\rho_c}}^2 \delta_{\rho_c}^2 + \vartheta_{(Z/Z_c)_{x_a}}^2 \delta_{x_a}^2 + \vartheta_{(Z/Z_c)_{x_y}}^2 \delta_{x_y}^2\right]^{0,5}, \quad (86)$$

где δ_{Z_f}, $\delta_{Z_{c_f}}$ — 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.

При вычислении составляющей, обусловленной погрешностью определения отношения коэффициента сжимаемости газа при рабочих условиях к коэффициенту сжимаемости газа при стандартных условиях без учета погрешности измерений давления и температуры $\tilde{\delta}_{Z/Z_c}$ значения составляющих $\vartheta_{Z_p}^2 \delta_p^2$ и $\vartheta_{Z_T}^2 \delta_T^2$ принимают равными нулю.

Если коэффициенты сжимаемости при рабочих и стандартных условиях приняты условно-постоянными величинами, то соответствующие значения δ_Z, δ_{Z_c} вычисляют по формуле (71).

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

$$\vartheta_{(Z/Z_c)_{x_i}} = \frac{Z^* / Z_c^* - Z / Z_c}{x_i^* - x_i} \cdot \frac{x_i Z_c}{Z}, \quad (87)$$

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

$$x_i^* = \begin{cases} \dfrac{x_i}{1+\Delta x_j} \text{ при } j \neq i \\ \dfrac{x_i + \Delta x_j}{1+\Delta x_j} \text{ при } j = i \end{cases}, \quad (88)$$

где Δx_j — приращение доли j-го компонента газа.

13.3.7 Доверительные границы относительной погрешности результатов определения содержания i-го компонента газа δ_{x_i} устанавливают на основе показателей точности применяемой МИ.

Если содержание i-го компонента газа принято условно-постоянной величиной, то значение δ_{x_i} рассчитывают по формуле (71).

13.4 Оценивание погрешности результатов измерений объема газа

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 (см.13.2 и 13.3), и ряд дополнительных:

- составляющая, обусловленная погрешностью определения интервала времени δ_τ, в течение которого вычисляют объем газа;
- составляющая, обусловленная дискретизацией аналоговых сигналов СИ во времени $\delta_{Ду}$.

Если значение δ_τ не превышает ±0,02 %, то допускается его не учитывать при расчете доверительных границ относительной погрешности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям.

Значение $\delta_{Ду}$ для каждой измеряемой величины вычисляют по формуле

$$\delta_{Д_y} = \frac{200}{\overline{y}}\left(\frac{\Delta\tau}{\tau_к - \tau_н}\right)^{0,5}\left[\left(\frac{\Delta\tau}{\tau_к - \tau_н}\right)\sum_{i=1}^{n}(y_i - \overline{y})^2 - \left(\frac{\Delta\tau}{\tau_к - \tau_н - \Delta\tau}\right)\sum_{i=1}^{n-1}(y_i - \overline{y})(y_{i+1} - \overline{y})\right]^{0,5}, \quad (89)$$

где $\overline{y}$ — среднее значение величины y в интервале $(\tau_к - \tau_н)$;

y_i — значение величины y в i-й точке в интервале $(\tau_к - \tau_н)$ с шагом дискретизации $\Delta\tau$;

$\tau_н$, $\tau_к$ — время начала и конца периода времени интегрирования, соответственно с.

Значение $\delta_{Ду}$ геометрически суммируют с доверительными границами относительной погрешности результата измерений величины y, вычисленной в соответствии с 13.3.1—13.3.4.

Значение $\delta_{Ду}$ может быть оценено после измерений, поэтому его учет возможен только в реальных условиях эксплуатации. Если интервал дискретизации не более 1 с, то значение $\delta_{Ду}$ допускается принимать равным нулю.

Приложение А
(справочное)

Процедура расчета дополнительной погрешности измерений расхода и объема газа, обусловленной изменением геометрических параметров корпуса ультразвукового преобразователя расхода

Расчет дополнительной погрешности измерений расхода и объема газа, обусловленной изменением геометрических параметров корпуса УЗПР, выполняют с учетом [2] в следующей последовательности:

а) рассчитывают дополнительную погрешность УЗПР, вызванную отклонением температуры газа при рабочих условиях от температуры газа, при которой проводилось определение его МХ, по формуле

$$\theta_{b,T} = 300\alpha_t \cdot \Delta T, \quad (A.1)$$

где $\Delta T = T - T_п$ — разность температур газа при рабочих условиях и при определении МХ УЗПР;

α_t — температурный коэффициент линейного расширения материала корпуса УЗПР;

б) рассчитывают дополнительные наибольшую и наименьшую возможные погрешности УЗПР, вызванные отклонением давления газа при рабочих условиях от давления газа, при котором проводилось определение его МХ по формулам:

$$\theta_{b,p\max} = 400K_{s1}\left(\frac{R^2 + r^2}{R^2 - r^2} + \mu\right)\frac{\Delta p}{E}; \quad (A.2)$$

$$\theta_{b,p\min} = 400K_{s2}\left(\frac{R^2(1+\mu) + r^2(1-2\mu)}{R^2 - r^2}\right)\frac{\Delta p}{E}, \quad (A.3)$$

где K_{s1} и K_{s2} — коэффициенты, учитывающие форму корпуса УЗПР и его соединение с ИТ;

r — внутренний радиус корпуса УЗПР или участка ИТ в месте установки накладных ПЭА, м;

R — наружный радиус корпуса УЗПР или участка ИТ в месте установки накладных ПЭА, м;

$\Delta p = p - p_п$ — разность абсолютных давлений газа при рабочих условиях и при определении МХ УЗПР.

Если корпус УЗПР имеет нецилиндрическую форму, то значение R в формулах (А.2) и (А.3) принимают равным половине наружного поперечного размера корпуса УЗПР в точке минимальной толщины его стенки.

Значение коэффициентов K_{s1} и K_{s2} принимают равным 1, если фланцы корпуса УЗПР или секций ИТ расположены на расстояние более $2R$ от места размещения ПЭА, как показано на рисунке А.1.

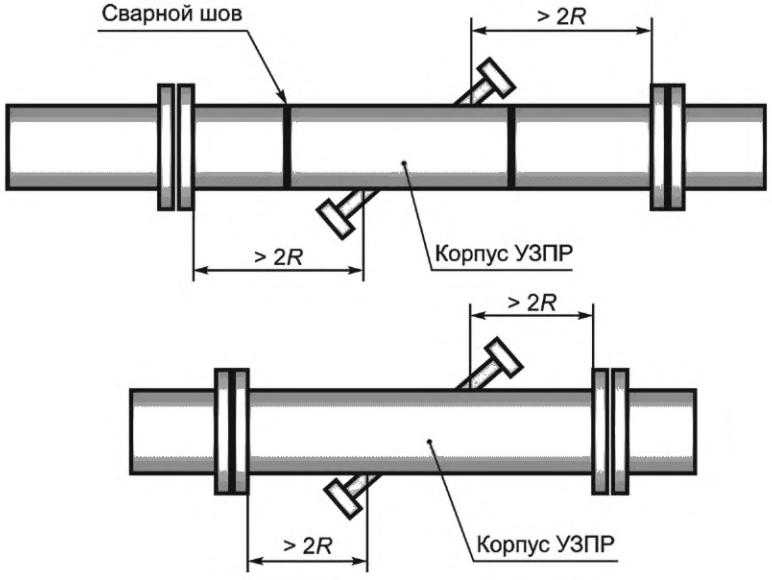


Рисунок А.1 — Варианты расположения ПЭА относительно фланцев, при которых значения K_s принимаются равными 1

Если фланцы корпуса УЗПР или секций ИТ расположены на расстоянии менее или равном $2R$ от места размещения ПЭА, то расчет коэффициентов K_s выполняют по формуле

$$K_{s1}=K_{s2}=\frac{w+y+z}{6R}, \tag{A.4}$$

где w, y, z — расстояния, указанные на рисунке А.2.

Если любое из значений w, y, z будет больше чем $2R$, то это значение принимается равным $2R$.

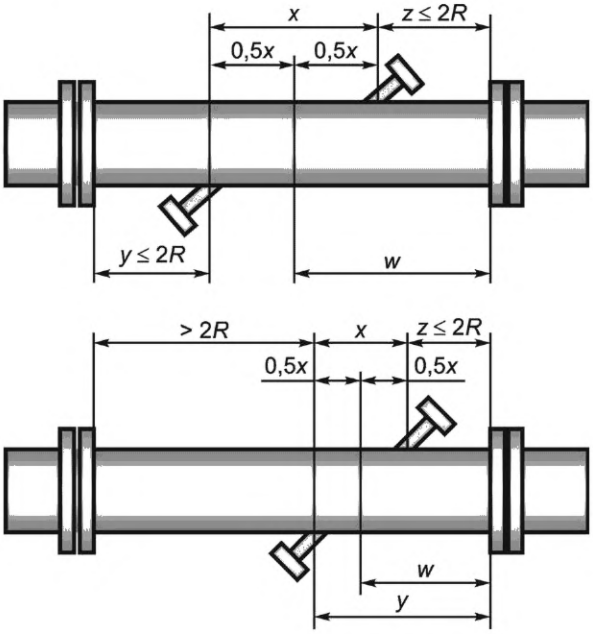


Рисунок А.2 — Варианты размещения ПЭА относительно фланцев, при которых значения K_s рассчитывают по формуле (А.4)

Если корпус УЗПР имеет не цилиндрическую форму, то расчет коэффициентов K_{s1} и K_{s2} выполняют по формулам:

$$K_{s1}=0,5\left[1+\frac{\left(\frac{H^2+r^2}{H^2-r^2}+\mu\right)}{\left(\frac{h^2+r^2}{h^2-r^2}+\mu\right)}\right]; \tag{A.5}$$

$$K_{s2}=0,5\left[1+\frac{\left(\frac{H^2(1+\mu)+r^2(1-2\mu)}{H^2-r^2}\right)}{\left(\frac{h^2(1+\mu)+r^2(1-2\mu)}{h^2-r^2}\right)}\right], \tag{A.6}$$

где H — половина наружного поперечного размера корпуса УЗПР в точке максимальной толщины его стенки;

h — половина наружного поперечного размера корпуса УЗПР в точке минимальной толщины его стенки;

в) рассчитывают значение дополнительной погрешности, обусловленной изменением температуры и давления газа, по формуле

$$\theta_{b,Tp}=\left|\theta_{b,T}+0,5\left(\theta_{b,p_{\max}}+\theta_{b,p_{\min}}\right)\right|. \tag{A.7}$$

Приложение Б
(рекомендуемое)

Форма акта подтверждения реализуемости методики измерений

_____
наименование юридического лица или индивидуального предпринимателя

АКТ
подтверждения реализуемости методики измерений расхода и объема газа, изложенной в ГОСТ 8.611

от «____» _____ г.

На _____
наименование проверяемого объекта, узла измерений

Адрес _____

Основание: ввод в эксплуатацию, реконструкция
(ненужное зачеркнуть)

_____

1 Перечень средств измерений _____

_____

2 Наличие и комплектность эксплуатационной документации на основные и дополнительные средства измерений, вспомогательные и дополнительные устройства

_____
при отсутствии указать средства измерений и устройства, на которые отсутствует документация

3 Состояние и условия эксплуатации средств измерений

_____
соответствие, несоответствие требованиям эксплуатационной документации,

_____
указываются диапазоны изменения параметров окружающей среды и газа

4 Соответствие характеристик средств измерений установленным техническим требованиям и требованиям ГОСТ 8.611 _____
перечислить средства измерений и указать: поверен/не поверен

_____

_____

5 Доверительные границы относительной погрешности измерений объемного расхода и/или объема газа _____

6 Метод приведения расхода и объема газа к стандартным условиям _____

7 Результаты проверки соблюдения требований ГОСТ 8.611

Наименование операции проверки	Наименование документа	Соответствие	
		Да	Нет
7.1 Правильность монтажа и эксплуатации средств измерений, вспомогательных и дополнительных устройств	ГОСТ 8.611, эксплуатационная документация		
7.2 Соблюдение процедур обработки результатов измерений	ГОСТ 8.611		
7.3 Соблюдение требований к точности измерений	ГОСТ 8.611, нормативный документ		

7.4 Перечень нарушений: _____

_____

заполняется при наличии нарушений

_____

_____

8 Выводы: _____

_____

_____

_____

_____

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

М.П.

Исполнитель: _____ _____
подпись инициалы, фамилия

Приложение В
(справочное)

Оценка неопределенности результата измерений

В.1 Общие положения

В.1.1 Оценка неопределенности результатов измерений расхода и объема газа проводится на основе значений неопределенности результатов калибровки применяемых СИ.

В.1.2 Относительную расширенную неопределенность (при коэффициенте охвата 2) результата измерений величины y вычисляют по формуле

$$U'_y = 2u'_y, \tag{В.1}$$

где u'_y — относительная стандартная неопределенность величины y.

Относительная расширенная неопределенность должна быть представлена двумя значащими цифрами.

В.1.3 Относительную стандартную неопределенность u'_{oy} результата измерений величины y без учета дополнительных составляющих неопределенности, вызванных внешними влияющими величинами, вычисляют по формуле

$$u'_{oy} = \frac{U_{oy}}{y \cdot k}100 = \frac{U'_{oy}}{k}, \tag{В.2}$$

где U_{oy} — расширенная неопределенность результатов калибровки СИ, применяемого для измерений величины y;

U'_{oy} — относительная расширенная неопределенность результатов калибровки СИ, применяемого для измерений величины y;

k — коэффициент охвата, указанный в сертификате калибровки СИ.

Дополнительную стандартную неопределенность u'_{dy} результата измерений величины y, вызванную внешней влияющей величиной, вычисляют по формулам:

- при нормировании значений неопределенности при наибольших отклонениях внешней влияющей величины от нормального значения

$$u'_{dy} = \frac{U_{dy}}{y \cdot k}100 = \frac{U'_{dy}}{k}, \tag{В.3}$$

где U_{dy} — дополнительная расширенная неопределенность;

U'_{dy} — дополнительная относительная расширенная неопределенность;

k — коэффициент охвата;

- при нормировании пределов допускаемых значений коэффициентов влияния

$$u'_{dy} = \frac{U_{dy}}{y \cdot k}\frac{\Delta x}{\Delta x_н}100 = \frac{U'_{dy}}{k}\frac{\Delta x}{\Delta x_н}, \tag{В.4}$$

где U_{dy}, U'_{dy} — дополнительная расширенная неопределенность и дополнительная относительная расширенная неопределенность при отклонении внешней влияющей величины на $\Delta x_н$;

Δx — отклонение внешней влияющей величины от нормального значения.

В.1.4 Относительную стандартную неопределенность u'_y результатов измерений величины y вычисляют по формулам:

- при использовании измерительной цепи последовательно соединенных СИ

$$u'_y = \left[\sum_{i=1}^{l}\left(u'^2_{oy_i} + \sum_{j=1}^{m_i} u'^2_{dy_{ij}}\right)\right]^{0,5}, \tag{В.5}$$

где l — число последовательно соединенных компонентов измерительной цепи, используемых для измерения величины y;

u'_{oy_i} — основная составляющая относительной стандартной неопределенности результата измерений величины y, вносимая i-м компонентом измерительной цепи;

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

$u'_{dy_{ij}}$ — дополнительная составляющая относительной стандартной неопределенности результата измерений величины y от j-й влияющей величины, вносимая i-м компонентом измерительной цепи;

- при использовании измерительного канала с нормированными МХ

$$u'_y = \left[u'^2_{oy} + \sum_{j=1}^{m} u'^2_{дy_j} \right]^{0,5}, \quad (В.6)$$

где u'_{oy} — основная составляющая относительной стандартной неопределенности результата измерений величины y;

$u'_{дy_j}$ — дополнительная составляющая относительной стандартной неопределенности результата измерений величины y от j-й влияющей величины.

В.1.5 Относительную стандартную неопределенность u'_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

$$u'_y = \left[\left(\frac{2}{\sqrt{3}} u'_{y_f} \right)^2 + \sum_{i=1}^{m} \vartheta^2_{y_i} u'^2_{y_i} \right]^{0,5}, \quad (В.7)$$

где u'_{y_f} — относительная стандартная неопределенность, приписываемая функциональной зависимости;

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

u'_{y_i} — относительная стандартная неопределенность результатов измерений величины y_i.

Относительный коэффициент чувствительности ϑ_{y_i} вычисляют по формуле

$$\vartheta_{y_i} = f'_{y_i} \frac{y_i}{y}, \quad (В.8)$$

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

$$f'_{y_i} = \frac{f(y_i + \Delta y_i) - f(y_i)}{\Delta y_i}, \quad (В.9)$$

где Δy_i — приращение i-й измеряемой величины.

Значение приращения аргумента Δy_i рекомендуется выбирать не более стандартной неопределенности величины y_i.

В.1.6 Относительную стандартную неопределенность результатов измерений величины y, которая принята условно-постоянной, вычисляют по формуле

$$u'_y = \left(\frac{y_{max} - y_{min}}{y_{max} + y_{min}} \right) \frac{100}{\sqrt{3}}, \quad (В.10)$$

где y_{max}, y_{min} — границы величины y за период времени, в котором величина y принята в качестве постоянной.

В.2 Формулы расчета относительной стандартной неопределенности результатов измерений расхода газа

В.2.1 Относительную стандартную неопределенность результатов измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, вычисляют по формулам:

- при применении метода «ρ-пересчет»

$$u'_{q_c} = \left[u'^2_{q_v} + u'^2_{в} + u'^2_{\rho} + u'^2_{\rho_c} \right]^{0,5}, \quad (В.11)$$

- при применении метода «T-пересчет»

$$u'_{q_c} = \left[u'^2_{q_v} + u'^2_{2} + u'^2_{p_п} + u'^2_{T} + u'^2_{Z_п} + u'^2_{Z_{сп}} \right]^{0,5}, \quad (В.12)$$

- при применении метода «pTZ-пересчет»

$$u'_{q_c} = \left[u'^2_{q_v} + u'^2_{в} + \left(1 - \vartheta_{Z_p}\right)^2 u'^2_{p} + \left(1 + \vartheta_{Z_T}\right)^2 u'^2_{T} + \tilde{u}'^2_{Z/Z_c} \right]^{0,5}, \quad (В.13)$$

где u'_{q_v} — относительная стандартная неопределенность результатов измерений объемного расхода газа при рабочих условиях;

$u'_{в}$ — составляющая относительной стандартной неопределенности результатов измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, обусловленная алгоритмом вычислений и его программной реализацией;

u'_{ρ} — относительная стандартная неопределенность результатов измерений плотности газа при рабочих условиях;

u'_{ρ_c} — относительная стандартная неопределенность результатов измерений или расчета плотности газа при стандартных условиях;

u'_{ρ_n} — относительная стандартная неопределенность, обусловленная принятием давления газа за условно-постоянную величину;

u'_{Z_n} — относительная стандартная неопределенность, обусловленная принятием коэффициента сжимаемости при рабочих условиях за условно-постоянную величину;

$u'_{Z_{cn}}$ — относительная стандартная неопределенность, обусловленная принятием коэффициента сжимаемости при стандартных условиях за условно-постоянную величину;

ϑ_{Z_p}, ϑ_{Z_T} — относительный коэффициент чувствительности коэффициента сжимаемости к изменению давления и температуры соответственно;

u'_p — относительная стандартная неопределенность результатов измерений абсолютного давления газа;

u'_T — относительная стандартная неопределенность результатов измерений температуры газа;

$\tilde{u}'_{Z/Z_c}$ — относительная стандартная неопределенность определения отношения коэффициента сжимаемости газа при рабочих условиях к коэффициенту сжимаемости при стандартных условиях без учета неопределенности измерений давления и температуры.

В.2.2 В случае применения ИВК, калибровка которого осуществлялась совместно с СИ давления и температуры, относительную стандартную неопределенность результатов измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, u'_{q_c} вычисляют по формуле

$$u'_{q_c} = \left[u'^2_{q_v} + u'^2_{\text{ИВК}} + u'^2_{Z/Z_c} \right]^{0,5}, \tag{В.14}$$

где $u'_{\text{ИВК}}$ — относительная стандартная неопределенность ИВК;

u'_{Z/Z_c} — относительная стандартная неопределенность определения отношения коэффициента сжимаемости газа при рабочих условиях к коэффициенту сжимаемости при стандартных условиях.

В.2.3 В случае применения ИВК, калибровка которого осуществлялась совместно с СИ давления и температуры, и с учетом неопределенности расчета коэффициентов сжимаемости относительную стандартную неопределенность результатов измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, u'_{q_c} вычисляют по формуле

$$u'_{q_c} = \left[u'^2_{q_v} + u'^2_{\text{ИВК}} \right]^{0,5}. \tag{В.15}$$

В.3 Составляющие неопределенности результатов измерений расхода газа

В.3.1 Относительную стандартную неопределенность результатов измерений объемного расхода газа при рабочих условиях u'_{q_v} вычисляют по формуле

$$u'_{q_v} = \left[u'^2_{\text{УЗПР}} + u'^2_{\text{пр}} \right]^{0,5} + 0,5\left(\theta_s + \theta_{b,Tp}\right), \tag{В.16}$$

где $u'_{\text{УЗПР}}$ — относительная стандартная неопределенность измерений расхода газа при рабочих условиях с применением УЗПР;

$u'_{\text{пр}}$ — относительная стандартная неопределенность преобразования выходного сигнала УЗПР.

Значение θ_s рассчитывают по формуле (33), а значение $\theta_{b,Tp}$ — по формуле (А.7) приложения А.

В.3.2 Относительную стандартную неопределенность результатов измерений абсолютного давления газа u'_p вычисляют по формулам:

- при применении преобразователей абсолютного давления

$$u'_p = \left[\sum_{i=1}^{I} u'^2_{p_i} \right]^{0,5}, \tag{В.17}$$

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

u'_{p_i} — составляющая относительной стандартной неопределенности результатов измерений абсолютного давления газа, вносимая i-м компонентом, входящим в состав измерительной цепи с учетом дополнительных составляющих неопределенности, вызванных внешними влияющими величинами;

- при применении преобразователей избыточного давления

$$u'_p = \left[\left(\frac{p_{\text{и}}}{p}\right)^2 \sum_{i=1}^{I} u'^2_{p_{\text{и}i}} + \left(\frac{p_{\text{а}}}{p}\right)^2 u'^2_{p_{\text{а}}} \right]^{0,5}, \tag{В.18}$$

где $u'_{p_{wi}}$ — составляющая относительной стандартной неопределенности результатов измерений избыточного давления газа, вносимая i-м компонентом, входящим в состав измерительной цепи с учетом дополнительных составляющих неопределенности, вызванных внешними влияющими величинами;

u'_{p_a} — относительная стандартная неопределенность результатов измерений атмосферного давления с учетом дополнительных составляющих неопределенности, вызванных внешними влияющими величинами.

Если атмосферное давление окружающего воздуха или абсолютное давление газа принято условно-постоянной величиной, то соответствующие значения u'_{p_a}, u'_p вычисляют по формуле (В.13).

В.3.3 Относительную стандартную неопределенность результатов измерений температуры газа u'_T вычисляют по формуле

$$u'_T = \left[\sum_{i=1}^{I} u'^2_{T_i}\right]^{0,5}, \qquad (В.19)$$

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

u'_{T_i} — составляющая относительной стандартной неопределенности результатов измерений температуры газа, вносимая i-м компонентом, входящим в состав измерительной цепи с учетом дополнительных составляющих неопределенности, вызванных внешними влияющими величинами.

В.3.4 Относительную стандартную неопределенность результатов измерений плотности газа при рабочих и стандартных условиях вычисляют по формулам, приведенным в В.1.3 и В.1.4.

Если плотность газа при стандартных условиях определяют расчетом, например по ГОСТ 31369, то неопределенность u'_{ρ_c} оценивают в соответствии с требованиями нормативных документов, регламентирующих применяемый метод расчета.

Если плотность газа при стандартных условиях принята условно-постоянной величиной, то значение u'_{ρ_c} вычисляют по формуле (В.13).

В.3.5 Относительную стандартную неопределенность определения отношения коэффициента сжимаемости газа при рабочих условиях к коэффициенту сжимаемости газа при стандартных условиях u'_{Z/Z_c} вычисляют по формулам:

- для однокомпонентного газа

$$u'_{Z/Z_c} = \left[u'^2_{Z_f} + u'^2_{Z_{c_f}} + \vartheta^2_{Z_p} u'^2_p + \vartheta^2_{Z_T} u'^2_T\right]^{0,5}, \qquad (В.20)$$

- для многокомпонентного газа при расчете коэффициента сжимаемости по давлению, температуре и компонентному составу газа

$$u'_{Z/Z_c} = \left[u'^2_{Z_f} + u'^2_{Z_{c_f}} + \vartheta^2_{Z_p} u'^2_p + \vartheta^2_{Z_T} u'^2_T + \sum_{i=1}^{N}\left(\vartheta_{(Z/Z_c)_{x_i}} u'_{x_i}\right)^2\right]^{0,5}, \qquad (В.21)$$

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

$$u'_{Z/Z_c} = \left[u'^2_{Z_f} + u'^2_{Z_{c_f}} + \vartheta^2_{Z_p} u'^2_p + \vartheta^2_{Z_T} u'^2_T + \vartheta^2_{(Z/Z_c)_{\rho_c}} u'^2_{\rho_c} + \vartheta^2_{(Z/Z_c)_{x_a}} u'^2_{x_a} + \vartheta^2_{(Z/Z_c)_{x_y}} u'^2_{x_y}\right]^{0,5}, \qquad (В.22)$$

где u'_{Z_f}, $u'_{Z_{c_f}}$ — относительные стандартные неопределенности, приписанные уравнениям, применяемым для расчета коэффициента сжимаемости при рабочих и стандартных условиях соответственно;

ϑ_{Zp}, 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;

u'_{ρ_c} — относительная стандартная неопределенность результатов определения плотности газа при стандартных условиях;

u'_{x_i}, u'_{x_a}, u'_{x_y} — относительные стандартные неопределенности результатов измерений содержания i-го компонента газа, азота и диоксида углерода соответственно.

При вычислении относительной стандартной неопределенности определения отношения коэффициента сжимаемости газа при рабочих условиях к коэффициенту сжимаемости газа при стандартных условиях без учета неопределенности измерений давления и температуры $\tilde{u}'_{Z/Z_c}$ значения составляющих $\vartheta^2_{Zp} u'^2_p$ и $\vartheta^2_{Z_T} u'^2_T$ принимают равными нулю.

В.3.6 Относительный коэффициент чувствительности $\vartheta_{(Z/Z_c)x_i}$ вычисляют по формуле

$$\vartheta_{(Z/Z_c)_{x_i}} = \frac{Z^* / Z_c^* - Z / Z_c}{x_i^* - x_i} \cdot \frac{x_i Z_c}{Z}, \quad \text{(В.23)}$$

где Z, Z_c — коэффициенты сжимаемости газа при рабочих и стандартных условиях, соответственно вычисленные 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

$$x_i^* = \begin{cases} \dfrac{x_i}{1+\Delta x_j} \text{ при } j \neq i \\ \dfrac{x_i + \Delta x_j}{1+\Delta x_j} \text{ при } j = i \end{cases}, \quad \text{(В.24)}$$

где Δx_j — приращение доли j-го компонента газа.

В.3.7 Относительную стандартную неопределенность определения содержания i-го компонента газа δ_{x_i} устанавливают на основе показателей точности результатов измерений, применяемой МИ.

Если содержание i-го компонента газа принято условно-постоянной величиной, то значение u'_{x_i} вычисляют по формуле (В.10).

В.4 Оценивание неопределенности результатов измерений объема газа

Список составляющих относительной стандартной неопределенности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, включает составляющие неопределенности определения объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям (см. В.2 и В.3), и ряд дополнительных составляющих, обусловленных интегрированием функции расхода по времени:

- относительную стандартную неопределенность определения интервала времени u'_τ, в течение которого вычисляют объем газа;
- относительные стандартные неопределенности измерений параметров газа $u'_{Ду}$, обусловленные дискретизацией аналоговых сигналов СИ во времени.

Если относительная стандартная неопределенность u'_τ не превышает ±0,01 %, то допускается ее не учитывать при расчете относительной стандартной неопределенности результатов измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям.

Относительную стандартную неопределенность $u'_{Ду}$ для каждой измеряемой величины вычисляют по формуле

$$u'_{Ду} = \frac{100}{\overline{y}} \left(\frac{\Delta\tau}{\tau_к - \tau_н} \right)^{0,5} \left[\left(\frac{\Delta\tau}{\tau_к - \tau_н} \right) \sum_{i=1}^{n} (y_i - \overline{y})^2 - \left(\frac{\Delta\tau}{\tau_к - \tau_н - \Delta\tau} \right) \sum_{i=1}^{n-1} (y_i - \overline{y})(y_{i+1} - \overline{y}) \right]^{0,5}, \quad \text{(В.25)}$$

где $\overline{y}$ — среднее значение величины y в интервале $(\tau_к - \tau_н)$;

y_i — значение величины y в i-й точке в интервале $(\tau_к - \tau_н)$ с шагом дискретизации $\Delta\tau$;

$\tau_н$, $\tau_к$ — время начала и конца периода времени интегрирования, соответственно с.

Неопределенность $u'_{Ду}$ геометрически суммируют с относительной стандартной неопределенностью результата измерений величины, вычисленной в соответствии с В.3.1 — В.3.4.

Неопределенность $u'_{Ду}$ может быть оценена после измерений, поэтому ее учет возможен только в реальных условиях эксплуатации. Если интервал дискретизации $\Delta\tau$ не более 1 с, то значение $u'_{Ду}$ допускается принимать равным нулю.

Библиография

[1] Рекомендации по межгосударственной стандартизации РМГ 29—2013 — Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения

[2] ISO 17089-1:2019 — Measurement of fluid flow in closed conduits — Ultrasonic meters for gas — Part 1: Meters for custody transfer and allocation measurement (Измерение расхода текучих сред в закрытых каналах. Ультразвуковые счетчики расхода газа. Часть 1. Счетчики для измерения передачи и распределения)

[3] Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям/под ред. М.О. Штейнберга. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Машиностроение, 1992. — 672 с.

УДК 681.121.842(08):006.354 МКС 17.020

Ключевые слова: методика, измерение, расход, объем газа, ультразвуковые преобразователи расхода

Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *Л.С. Лысенко*
Компьютерная верстка *Е.О. Асташина*

Сдано в набор 06.12.2024. Подписано в печать 27.12.2024. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 6,98. Уч.-изд. л. 6,28.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении в ФГБУ «Институт стандартизации»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru