

**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО**

**«ГАЗПРОМ ГАЗОРаспределение»**

**стандарт организации**

**Сертификация, аккредитация, унификация продукции,  
обеспечение единства измерений**

**ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ УЧЕТА ГАЗА**

**Технические требования и методы испытаний**

**СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРаспределение 5.3-2-2025**

**Издание официальное**

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГ**

**2025**

## **Сведения о стандарте**

- 1 РАЗРАБОТАН Обществом с ограниченной ответственностью «Газпром межрегионгаз» (ООО «Газпром межрегионгаз»)
- 2 ВНЕСЕН Акционерным обществом «Газпром газораспределение» (АО «Газпром газораспределение»)
- 3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ распоряжением ООО «Газпром межрегионгаз» от 23.10.2025 № 81-Р/67
- 4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

АО «Газпром газораспределение», 2025

Распространение настоящего стандарта осуществляется в соответствии с действующим законодательством и с соблюдением правил, установленных АО «Газпром газораспределение»

## Содержание

1 Область применения .....	1
2 Нормативные ссылки .....	2
3 Термины и определения.....	4
4 Сокращения и обозначения.....	8
5 Классификация интеллектуальных приборов учета газа .....	10
6 Требования к интеллектуальным приборам учета газа .....	10
7 Требования охраны окружающей среды (экологичности).....	23
8 Требования безопасности.....	24
9 Транспортирование и упаковка.....	24
10 Методы контроля и испытаний.....	25
11 Правила приемки и испытаний.....	37
Приложение А (справочное) Расчет периодичности опроса устройства контроля условий безопасного использования газа.....	44
Приложение Б (обязательное) Концепция алгоритма управления запорной арматурой, встроенной в интеллектуальный прибор учета газа.....	47
Библиография .....	51



**СТАНДАРТ АО «ГАЗПРОМ ГАЗОРASПРЕДЕЛЕНИЕ»**

**Сертификация, аккредитация, унификация продукции,  
обеспечение единства измерений**

**ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ УЧЕТА ГАЗА**

**Технические требования**

Дата введения: 2025-10-27

**1 Область применения**

1.1 Настоящий стандарт устанавливает технические, функциональные и метрологические требования к интеллектуальным приборам учета газа, устройствам передачи данных, интерфейсам информационного обмена между интеллектуальными приборами учета газа и устройствами контроля условий безопасного использования газа, к порядку обмена информацией между интеллектуальными приборами учета газа и Единым пультом управления систем телеметрии региональных компаний по реализации газа и газораспределительных организаций Группы Газпром межрегионгаз, а также правила приемки и методы испытаний интеллектуальных приборов учета газа.

1.2 Настоящий стандарт подлежит применению для измерений расхода и учета природного газа по ГОСТ 5542 (далее также – природный газ, газ), поставляемого (приобретаемого) физическим и юридическим лицам, индивидуальным предпринимателям, а также для собственных производственных или иных хозяйственных нужд газораспределительных организаций и/или поставщиков газа на объектах газопотребления с максимальным расходом газа до 100 м<sup>3</sup>/ч включительно и рабочим (избыточным) давлением не более 0,005 МПа.

1.3 Положения настоящего стандарта обязательны для применения структурными подразделениями ООО «Газпром межрегионгаз» –

Управляющей организацией АО «Газпром газораспределение» и организациями Группы Газпром межрегионгаз (в том числе филиалы и дочерние зависимые общества), а также сторонними организациями, физическими лицами и индивидуальными предпринимателями, осуществляющими изготовление, приемку, испытание и сертификацию интеллектуальных приборов учета газа, разработку спецификаций оборудования, изделий и материалов, проектных, строительно-монтажных и пусконаладочных работ интеллектуальных приборов учета газа.

## **2 Нормативные ссылки**

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 8.417 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин

ГОСТ 8.883 Государственная система обеспечения единства измерений. Программное обеспечение средств измерений. Алгоритмы обработки, хранения, защиты и передачи измерительной информации. Методы испытаний

ГОСТ 12.2.003 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.2.064 Система стандартов безопасности труда. Органы управления производственным оборудованием. Общие требования безопасности

ГОСТ 15.309 Система разработки и постановки продукции на производство. Испытания и приемка выпускаемой продукции. Основные положения

ГОСТ 2939 Газы. Условия для определения объема

ГОСТ 5542 Газ природный промышленного и коммунально-бытового

назначения. Технические условия

ГОСТ 14254 (IEC 60529:2013) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)

ГОСТ 15150 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды

ГОСТ 28218 (МЭК 68-2-32) Основные методы испытаний на воздействие внешних факторов. Часть 2. Испытания. Испытание Ed: Свободное падение

ГОСТ 30319.2 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о плотности при стандартных условиях и содержании азота и диоксида углерода

ГОСТ Р 8.654 Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения

ГОСТ Р 8.993-2020 Государственная система обеспечения единства измерений. Общие требования к средствам измерений расхода и объема газа

ГОСТ Р 15.301 Система разработки и постановки продукции на производство. Продукция производственно-технического назначения. Порядок разработки и постановки продукции на производство

ГОСТ Р 27.102 Надежность в технике. Надежность объекта. Термины и определения

ГОСТ Р 56001 Арматура трубопроводная для объектов газовой промышленности. Общие технические условия

ГОСТ Р 58972 Оценка соответствия. Общие правила отбора образцов

СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4-3-1 Проектирование, строительство и эксплуатация объектов газораспределения и газопотребления. Газоанализаторы и системы контроля загазованности. Технические требования и методы испытаний

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных документов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте федерального органа исполнительной власти в сфере стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячно издаваемого информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный документ, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого документа с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого документа с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

Сведения о действии документов системы стандартизации АО «Газпром газораспределение» можно проверить в Автоматизированной информационной системе по Реестру документов, содержащихся в Информационном фонде АО «Газпром газораспределение».

### **3 Термины и определения**

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

**3.1 аварийная ситуация:** Достижение пороговых значений концентрацииmonoоксида углерода (угарного газа) и /или метана в воздухе помещения.

**3.2 газоиспользующее оборудование;** ГИО: Оборудование, расположенное на газопроводах, в котором газ используется в качестве топлива или сырья.

Примечание – Котлы, производственные печи, технологические линии, утилизаторы и другие установки, использующие газ в качестве топлива в целях выработки тепловой энергии для централизованного отопления, горячего водоснабжения, в технологических процессах различных производств, а также другие приборы, аппараты, агрегаты, технологическое оборудование и установки, использующие газ в качестве сырья, в том числе оборудование, предназначенное для использования газа в качестве топлива для бытовых нужд потребителей газа (газовые плиты, автоматические газовые проточные и емкостные водонагреватели, газовые конвекторы и др.).

**3.3 единый пульт управления системами телеметрии;** ЕПУ СТМ: Автоматизированная система сбора, хранения, обработки, диагностики и публикации данных о расходе газа объектов сетей газораспределения и газопотребления, полученных от контроллеров систем телеметрии различных производителей.

Примечание – Единый пульт управления системами телеметрии в газораспределительных организациях, свидетельство о государственной регистрации программы для электронных вычислительных машин от 18.03.2022 № 2022614290. Единый пульт управления системами телеметрии региональных газовых компаний по реализации газа, свидетельство о государственной регистрации программы для электронных вычислительных машин от 04.10.2021 № 2021665865.

**3.4 интеллектуальный прибор учета газа;** ИПУГ: Средство измерения объема (количества) природного газа (прибор учёта газа), оснащенное системой дистанционной передачи данных, обладающее необходимыми для подключения к интеллектуальной системе учета газа функциями.

Примечание – Интеллектуальный прибор учета газа предназначен для измерений расхода природного газа по ГОСТ 5542 на газопроводах низкого давления (до 0,005 МПа включительно) и приведения измеренного объема газа к стандартным условиям в соответствии с ГОСТ 2939, совместного функционирования с устройствами

## **СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРASПРЕДЕЛЕНИЕ 5.3-2-2025**

контроля условий безопасного использования газа, автоматической передачи данных о параметрах газопотребления и о нештатных и/или аварийных ситуациях и событиях на серверы взаимодействия с устройствами ЕПУ СТМ РГК/ЕПУ СТМ ГРО с АСУ ТП посредством встроенной системы телеметрии, обладающей функциями самодиагностики, выявления неисправностей, несанкционированных вмешательств и имеющий встроенный запорный клапан, выполняющий функции запорной арматуры по ГОСТ Р 56001.

Для измерений и учета природного газа, поставляемого (приобретаемого) юридическим лицам, индивидуальным предпринимателям, а также собственных производственных или иных хозяйственных нужд газораспределительных организаций и/или поставщиков газа допускается к применению ИПУГ без запорного клапана, и/или без интерфейса информационного обмена с УКУБИГ, если иное не предусмотрено действующим законодательством.

**3.5 интеллектуальная система учета газа; ИСУГ:** Совокупность функционально объединенных средств измерений объема (количества) природного газа (приборов учёта газа), приводящих объем измеренного газа к стандартным условиям по температуре и давлению, оснащенных системой дистанционной передачи данных, обладающих необходимыми для подключения к интеллектуальной системе учета газа функциями (далее – интеллектуальные приборы учета газа), иных устройств и компонентов, а также аппаратно-программных комплексов.

**Примечание – Интеллектуальная система учета газа предназначена для удаленного сбора, обработки, передачи информации об объеме (количестве) поставляемого потребителям природного газа, передачи, сбора, хранения и обработки информации о потреблении природного газа, обеспечивающая информационный обмен (в том числе удаленный) между компонентами, удаленное управление ее компонентами и устройствами, не влияющее на результаты измерений, позволяющее, в том числе, ограничивать (прекращать) подачу природного газа потребителям в предусмотренных действующим законодательством случаях, а также предоставление получаемой и сохраняемой в процессе функционирования интеллектуальных систем учета газа информации.**

**3.6 максимальное рабочее давление газа (МОР), МПа:**  
Максимальное давление, при котором система может работать

продолжительный период времени при нормальных условиях эксплуатации.

**3.7 накопленный объем газа, м<sup>3</sup>:** Количество (объем) измеренного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, нарастающим итогом.

**3.8 неисправность:** Состояние интеллектуального прибора учета газа, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований, установленных в эксплуатационной документации.

**3.9 нештатная ситуация:** Событие, повлекшее за собой отрицательное воздействие на интеллектуальный прибор учета газа и/или параметры состояния интеллектуального прибора учета газа, выходят за рамки нормального функционирования.

**3.10 нижний концентрационный предел распространения пламени; НКПРП:** Концентрация горючего газа в воздухе, ниже которой газовая среда не является взрывоопасной.

**3.11 объект газопотребления:** Технологическая система, включающая внутренние газопроводы, газовое оборудование, газоиспользующие установки, предназначенные для потребления, использования природного газа, размещенные на одной территории (площадке).

**3.12 отсечка по расходу:** Пороговое значение расхода, ниже которого при изменении расхода в определённую сторону прекращается накопление объёма и/или выдача импульсов и/или токового сигнала.

**3.13 отчетный час:** Момент времени 10 час. 00 мин. по московскому времени.

**3.14 отчетные сутки:** Период с отчетного часа предыдущих календарных суток до отчетного часа текущих календарных суток.

**3.15 отчетный месяц:** Период с отчетного часа первого числа предыдущего месяца до отчетного часа первого числа месяца следующего за отчетным.

**3.16 предприятие-изготовитель:** Юридическое лицо (индивидуальный предприниматель), осуществляющее производство продукции и реализующее эту продукцию под своим собственным наименованием или

собственной торговой маркой.

**3.17 проприетарный протокол:** Неопубликованный и недоступный другим разработчикам коммуникационный протокол для обеспечения обмена данными и взаимодействия между системами.

**3.18 событие:** Изменение характеристик и параметров интеллектуального прибора учета газа, не являющихся нештатными ситуациями.

**3.19 спорадическая передача данных:** Передача информации только в случае изменения состояния объекта или измеряемого параметра на величину не менее заданного значения.

**3.20 устройства контроля условий безопасного использования газа;**  
**УКУБИГ:** Совокупность функционально объединенных устройств, предназначенных для определения в воздухе превышения пороговых значений концентрации веществ, наносящих вред здоровью и/или имуществу граждан, образующихся вследствие утечки природного газа и/или поступления продуктов сгорания природного газа.

Примечание – Устройства контроля условий безопасного использования газа обладают:

- необходимыми для подключения к интеллектуальной системе учета газа функциями, использующее функции интеллектуальной системы учета газа для ограничения (прекращения) подачи природного газа потребителям и дистанционной передачи информации об аварийной ситуации, либо
- необходимыми для ограничения (прекращения) подачи природного газа потребителям и дистанционной передачи информации об аварийной ситуации функциями без подключения к интеллектуальной системе учета газа

## **4 Сокращения и обозначения**

В настоящем стандарте приняты следующие сокращения и обозначения:

ГРО – газораспределительная организация Группы Газпром межрегионгаз;

ЕПУ СТМ ГРО – Единый пульт управления системами телеметрии в

газораспределительных организациях;

ЕПУ СТМ ГРО с АСУ ТП – модернизированный ЕПУ СТМ ГРО до соответствия функциональным требованиям к программному модулю «Единый пульт управления автоматизированной системы управления технологическим процессом распределения газа в газораспределительных организациях»;

ЕПУ СТМ РГК – Единый пульт управления системами телеметрии в региональных компаниях по реализации газа;

ИПУГ – интеллектуальный прибор учета газа;

КД – конструкторская документация;

МПИ – интервал между поверками средства измерений (межповерочный интервал);

НС – нештатные ситуации;

НКПРП – нижний концентрационный предел распространения пламени;

ПО – программное обеспечение;

РГК – региональная компания по реализации газа;

ст.у. – стандартные условия;

УКУБИГ – устройство контроля условий безопасного использования газа;

ЭД – эксплуатационная документация;

APN (Access Point Name) – идентификатор сети пакетной передачи данных;

СО – моноксид углерода;

CH<sub>4</sub> – метан;

Dy – диаметр условного прохода;

QR-код – тип матричных штриховых кодов;

$Q_{\max}$ , м<sup>3</sup>/ч – максимальный объемный расход газа;

$Q_{\min}$ , м<sup>3</sup>/ч – минимальный объемный расход газа;

$Q_{\text{ном}}$ , м<sup>3</sup>/ч – номинальный объемный расход газа;

SIM-карта – идентификационный электронный модуль пользователя мобильной связи (абонента), применяемый в мобильной связи.

## **5 Классификация интеллектуальных приборов учета газа**

В зависимости от назначения ИПУГ классифицируют на следующие категории:

А – ИПУГ, предназначенные для измерений расхода газа, поставляемого на объекты газопотребления потребителей газа категории кроме «населения» с расходом до 100 м<sup>3</sup>/ч включительно.

Б – ИПУГ, предназначенные для измерений расхода газа, поставляемого на объекты газопотребления потребителей газа категории «население» с расходом свыше 16 м<sup>3</sup>/ч до 100 м<sup>3</sup>/ч включительно.

В – ИПУГ, предназначенные для измерений расхода газа, поставляемого на объекты газопотребления потребителей газа категории «население» с расходом до 16 м<sup>3</sup>/ч включительно.

## **6 Требования к интеллектуальным приборам учета газа**

6.1 Интеллектуальные приборы учета газа должны быть утвержденного типа и соответствовать требованиям настоящего стандарта, Технического регламента [1].

6.2 Функциональные требования к интеллектуальным приборам учета газа

Интеллектуальные приборы учета газа должны обеспечивать выполнение следующих функций:

- измерение расхода и/или количества (объема) природного газа по ГОСТ 5542;
- контроль параметров газопотребления, неисправностей, НС и событий в автоматическом режиме;
- контроль состояния УКУБИГ в автоматическом режиме;

- приведение измеренного объема газа к ст.у. в соответствии с ГОСТ 2939<sup>1</sup>;
- отображение информации на электронном отсчетном устройстве;
- формирование в архивах данных о параметрах газопотребления, НС и событий;
- автоматическую передачу текущих параметров, архивных данных о параметрах газопотребления, НС и событиях в ЕПУ СТМ РГК без использования промежуточных серверов сбора и обработки данных с заданными периодичностью (пример расчета приведен в Приложении А), временем выхода на связь и глубиной запрашиваемых данных посредством встроенного устройства передачи данных;
- автоматическую передачу архивных данных об аварийных ситуациях в ЕПУ СТМ ГРО с АСУ ТП без использования промежуточных серверов сбора и обработки данных;
- автоматическую синхронизацию времени и даты с ЕПУ СТМ РГК;
- контроль значений расхода газа от порога чувствительности измерений расхода газа до нижнего предела измерений расхода газа;
- контроль наличия расхода газа при положении запорного клапана «закрыто»;
- конфигурирование параметров ИПУГ посредством ЕПУ СТМ РГК.

### 6.3 Технические требования к интеллектуальным приборам учета газа

6.3.1 Срок службы (по ГОСТ Р 27.102) ИПУГ (без учета элементов питания) должен составлять не менее 12 лет<sup>2</sup>.

6.3.2 Межповерочный интервал ИПУГ должен составлять не менее

---

<sup>1</sup> В случае выбора методики измерений, не требующей измерения давления, значение давления принимается за условно-постоянную величину за исключением методик, основанных на измерении массового расхода газа. При применении методик измерений, основанных на измерении массового расхода газа при избыточном давлении газа, не превышающем 0,005 МПа, допускается выполнять расчет объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, с помощью специальных корректирующих зависимостей, установленных изготовителями.

<sup>2</sup> Попадание в процессе эксплуатации в измерительный канал ИПУГ воздуха или других неагрессивных газов вне зависимости от продолжительности и относительной влажности не должно оказывать влияние на работоспособность счетчика и его метрологические характеристики.

6 лет.

6.3.3 Измерительный канал должен выдерживать максимальное рабочее давление газа (МОР) не менее 0,05 МПа.

6.3.4 Порог чувствительности должен составлять не более 0,002  $Q_{max}$ , отсечка по расходу – не более 0,15  $Q_{min}$ .

6.3.5 Сохранять работоспособность и метрологические характеристики при температуре окружающей и измеряемой среды в диапазоне от минус 40 °С до 55 °С.

6.3.6 Преобразователь (гильза преобразователя) температуры у ИПУГ должен располагаться внутри корпуса ИПУГ в потоке газа.

6.3.7 Выдерживать воздействие постоянных магнитных полей и/или переменных полей сетевой частоты с напряженностью до 400 А/м.

6.3.8 Иметь раздельные элементы питания на измерительную часть и устройство передачи данных.

6.3.8.1 Элементы питания измерительной части должны обеспечивать работу ИПУГ в МПИ.

6.3.8.2 Элементы питания устройства передачи данных должны обеспечивать работу ИПУГ в режиме передачи данных<sup>1</sup>:

– для ИПУГ категорий А и Б – не реже одного раза в сутки на протяжении не менее 6 лет или 3500 сеансов связи<sup>2</sup>, в том числе несостоявшихся;

– для ИПУГ категории В – не реже одного раза в 10 суток на протяжении не менее 6 лет или 1000<sup>4</sup> сеансов связи, в том числе несостоявшихся.

6.3.8.3 Дополнительно к автономному питанию рекомендуется предусмотреть возможность электроснабжения ИПУГ от сети электроснабжения.

6.3.9 Предусматривать возможность замены и/или зарядки элемента

---

<sup>1</sup> Без ограничений по уровню принимаемого сигнала сотовой связи.

<sup>2</sup> Без ограничений по режиму передачи.

питания для устройства передачи данных на месте эксплуатации ИПУГ.

6.3.10 Обеспечивать защиту от корректировки/сброса показаний и установленных параметров при замене источника питания устройства передачи данных.

6.3.11 Обеспечивать защиту от проникновения посторонних предметов, пыли и воды не ниже IP54 по ГОСТ 14254.

6.3.12 Обеспечивать невозможность внесения изменений, доработок внутренних деталей и подвижных частей ИПУГ через патрубки ИПУГ.

6.3.13 Иметь защиту от вскрытия одноразовой пломбы предприятия-изготовителя и/или поверителя. Сведения о местах установки пломб предприятия-изготовителя и/или поверителя должны отображаться в описании типа ИПУГ.

6.3.14 На корпусе ИПУГ, крышке батарейного отсека, местах присоединения к газопроводу должны быть предусмотрены отверстия без нарушения целостности корпуса ИПУГ, в том числе батарейного отсека, для опломбировки ИПУГ поставщиком газа.

6.3.15 Выводить на электронное отсчетное устройство:

- мгновенный расход газа;
- накопленный объем газа, приведенный к ст.у.;
- текущую дату и время;
- сигналы о неисправностях, нештатных ситуациях, событиях;
- текущие значения температуры и давления газа (при наличии датчика давления газа);
- уровень заряда элементов питания/индикация напряжения (при наличии подключения ИПУГ к сети электроснабжения);
- индикацию попыток несанкционированного вмешательства;
- уровень сигнала связи.

6.3.16 Контролировать в автоматическом режиме следующие параметры:

- состояние цепи/канала первичного преобразователя расхода газа;

- состояние цепи/канала датчика температуры газа;
- состояние цепи/канала датчика давления газа (при наличии датчика давления газа);
- уровень заряда элементов питания;
- уровень сигнала канала связи;
- соответствие значения расхода газа диапазону измерений;
- соответствие значения температуры газа диапазону измерений;
- соответствие значения давления газа диапазону измерений (при наличии датчика давления газа);
- передачу даты и времени последнего успешного сеанса связи с ЕПУ СТМ.

6.3.17 Автоматически передавать в ЕПУ СТМ РГК посредством встроенного устройства передачи данных информацию в объеме, предусмотренном 6.3.15, 6.3.16, 6.6.2 – 6.6.4.

6.3.18 Автоматически подставлять значение расхода газа, равного значению нижнего предела измерений расхода газа при расходе газа от порога чувствительности измерений расхода газа до нижнего предела измерений расхода газа в период времени свыше 480 с.

6.3.19 Запорный клапан ИПУГ, выполняющий функции запорной арматуры, должен переходить в положение «закрыто» в случае получения сигнала от УКУБИГ (см. СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4-3-1) о достижении концентрации пороговых значений (20 % НКПРП природного газа и/или 100 мг/м<sup>3</sup> монооксида углерода) опасного газа (CH<sub>4</sub>, CO) или получения соответствующего управляющего сигнала от ЕПУ СТМ ГРО с АСУ ТП. Иные нештатные ситуации на ИПУГ не должны вызывать переход клапана в положение «закрыто».

6.3.20 В случае получения сигнала о достижении пороговых значений концентрации опасного газа (CH<sub>4</sub>, CO) и/или нештатной работы УКУБИГ (неисправности составных элементов и/или несанкционированного вмешательства/воздействия, отсутствии питания), формирование

соответствующей записи в архиве «НС и событий» и неплановая передача данных о нештатном событии на ЕПУ СТМ ГРО с АСУ ТП.

6.3.21 При наличии расхода при положении запорного клапана «закрыто» ИПУГ должен выходить на связь и передавать сигнал о нештатной ситуации, посредством устройства передачи данных в ЕПУ СТМ РГК и ЕПУ СТМ ГРО с АСУ ТП.

6.3.22 Обеспечивать удаленное конфигурирование следующих параметров ИПУГ:

- периодичность выхода на связь;
- время выхода на связь;
- параметры подключения к ЕПУ СТМ РГК и к ЕПУ СТМ ГРО с АСУ ТП (IP адрес и порт);
- настройки точки доступа сети оператора связи с указанием данных авторизации;
- глубина передаваемых архивных данных, в соответствии с 6.6;
- условно-постоянные величины, в зависимости от реализованной методики измерений ИПУГ;
- обновление метрологически не значимой части ПО ИПУГ с помощью ЕПУ СТМ.

6.4 Метрологические требования к интеллектуальным приборам учета газа

6.4.1 Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении объема газа, приведенного к ст.у. не более<sup>1</sup>:

- $\pm 3\%$  в диапазоне расхода газа от  $Q_{\min}$  до  $0,1 Q_{\text{ном}}$  (включ.);
- $\pm 1,5\%$  в диапазоне расхода газа выше  $0,1 Q_{\text{ном}}$  до  $Q_{\max}$  (включ.).

6.4.2 Дополнительная относительная погрешность, вызванная отклонением температуры измеряемого газа вне диапазона температур от  $15^{\circ}\text{C}$  до  $25^{\circ}\text{C}$ , не должна превышать  $0,4\%$  на каждые  $10^{\circ}\text{C}$  отклонения

---

<sup>1</sup> Указанные в описании типа  $Q_{\max}$  при отсутствии указания на  $Q_{\text{ном}}$  для целей настоящего стандарта применяется также в значении  $Q_{\text{ном}}$ .

от границы диапазона.

6.4.3 В зависимости от реализованной методики измерений ИПУГ значение абсолютного давления газа должно задаваться как условно-постоянная величина за исключением методик, основанных на измерении массового расхода газа. При применении методик измерений, основанных на измерении массового расхода газа при избыточном давлении газа, не превышающем 0,005 МПа, допускается выполнять расчет объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, с помощью специальных корректирующих зависимостей, установленных изготовителями.

6.4.4 Метрологические характеристики ИПУГ, указанные в 6.4.1, не должны зависеть от наличия или отсутствия прямых участков трубопроводов на его входе и выходе, наличия или отсутствия в них дополнительных местных сопротивлений, включая фильтры, сегментные вставки и завихрители потока, а также источников вибраций, блуждающих токов и т.п.

6.4.5 Интеллектуальные приборы учета газа являются средствами измерений утвержденного типа и должны отвечать требованиям федерального законодательства, подзаконных актов, нормативных правовых актов Российской Федерации для средств измерений, применяемых в сфере государственного регулирования.

## 6.5 Требования к программному обеспечению интеллектуальных приборов учета газа

6.5.1 Защита ПО и данных должна быть обеспечена в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.654.

6.5.2 Программное обеспечение ИПУГ должно обеспечивать защиту от несанкционированного вмешательства в условиях эксплуатации: метрологически значимая часть ПО должна поддаваться идентификации с описанием типа средства измерений и не подвергаться влиянию метрологически незначимой части ПО.

6.5.3 Программное обеспечение для считывания данных и конфигурирования ИПУГ должно входить в комплект поставки на электронном носителе или может размещаться в сети интернет на сайте изготовителя ИПУГ для свободного использования владельцами ИПУГ на безвозмездной основе.

6.5.4 Конфигурирование ИПУГ должно быть защищено паролем.

6.6 Требования к архивам данных интеллектуальных приборов учета газа

6.6.1 Классификация архивов данных ИПУГ:

- интервальный;
- периодический;
- отчетный;
- нештатных ситуаций и событий;
- изменений настраиваемых параметров.

6.6.2 Для ИПУГ категорий А и Б значения расхода, температуры и давления газа (в соответствии с методикой измерений) усредняются за час (интервальный архив), отчетные сутки (периодический архив), отчетный месяц (отчетный архив).

6.6.3 Для ИПУГ категории В значения расхода, температуры и давления газа (в соответствии с методикой измерений) усредняются за отчетные сутки (периодический архив), отчетный месяц (отчетный архив).

6.6.4 Формирование в архиве «НС и событий» следующих записей:

- выход из строя или разрыв цепи составных частей ИПУГ;
- вскрытие корпуса ИПУГ;
- вскрытие батарейного отсека ИПУГ;
- количество сеансов связи, в том числе несостоявшихся, с нарастающим итогом;
- расход газа выше верхнего диапазона измерений;
- температура измеряемого газа вне заявленного в ЭД диапазона измерений;
- воздействие магнитным полем и/или переменным полем сетевой

частоты с напряженностью до 400 А/м;

- расход газа ниже нижнего предела диапазона измерений в период времени свыше 480 с;
- низкий уровень заряда элемента питания (достижение уровня заряда 15 %);
- события УКУБИГ.

#### 6.6.5 Хранение информации, указанной в 6.6.4 в течении МПИ ИПУГ.

6.6.6 Архив «изменений настраиваемых параметров» предназначен для контроля и хранения данных обо всех изменениях настраиваемых параметров ИПУГ. Архив предусматривает фиксацию значения параметров до и после изменения:

- состояние запорного клапана (открыто/закрыто);
- подстановочное значение температуры газа<sup>1</sup> (при наличии);
- договорное давление<sup>2</sup> (при наличии);
- состояние замков различных уровней доступа (при наличии);
- источник изменения параметра (сервисное ПО и ЕПУ СТМ РГК/ЕПУ СТМ ГРО с АСУ ТП);
- IP – адреса серверов,
- расписание сеансов связи.

Предприятие-изготовитель ИПУГ вправе дополнить архив «изменений настраиваемых параметров» дополнительными параметрами.

#### 6.6.7 Требования к глубине архива:

- глубина интервального архива (часовой архив данных потребления) не менее 60 суток;
- глубина периодического архива (суточный архив данных потребления) не менее 180 суток;
- глубина отчетного архива (архив данных за месяц потребления)

---

<sup>1</sup> Предустановленное заводом-изготовителем подстановочное значение температуры газа должно быть минус 23,15 °С в соответствии с ГОСТ 30319.2

<sup>2</sup> Предустановленное заводом-изготовителем подстановочное значение давления газа должно быть 0,005 МПа, в соответствии с классификацией газопроводов низкого давления.

не менее 6 лет;

- глубина архива НС и событий не менее 8000 записей;
- глубина архива изменений настраиваемых параметров не менее 1000 записей.

## 6.7 Требования к информации в эксплуатационной документации интеллектуальных приборов учета газа

В эксплуатационной документации на ИПУГ должен быть определен перечень неисправностей, НС и событий. Перечень НС и событий из 6.6.4 указываются в ЭД с кодами ошибок и их расшифровками.

### 6.7.1 К перечню неисправностей, отображаемых в ЭД, относят:

- неспособность отсчетного устройства ИПУГ фиксировать увеличение показаний при прохождении потока газа при его расходе выше порога чувствительности;
- отсутствие индикации на отсчетном устройстве ИПУГ;
- изменение геометрических размеров корпуса ИПУГ, указанных в ЭД;
- повреждения корпуса, трещины, сколы, оплавления, отверстия, не предусмотренные конструкцией;
- негерметичность измерительного тракта;
- воздействие магнитным полем и/или переменным полем сетевой частоты с напряженностью до 400 А/м;
- наличие записи в архиве о выходе из строя или разрыве цепи составных частей ИПУГ;
- отсоединение коммуникационных модулей (первичного преобразователя расхода, датчика температуры, датчика давления (при наличии), устройства передачи данных и т.п.).

### 6.7.2 К перечню нештатных ситуаций, отображаемых в ЭД, относят:

- вскрытие корпуса ИПУГ;
- расход газа выше верхнего диапазона расхода ( $Q_{max}$ );
- работа ИПУГ вне заявленных в ЭД диапазонов температур измеряемого газа;

– наличие расхода газа выше порога чувствительности при переводе запорного клапана в положение «закрыто».

6.7.3 К перечню событий, отображаемых в ЭД, относят:

- расход газа ниже нижнего предела диапазона измерений в период времени свыше 480 с;
- вскрытие батарейного отсека блока устройства передачи данных;
- низкий уровень сигнала связи;
- низкий уровень заряда элемента питания;
- события УКУБИГ.

6.7.4 В эксплуатационной документации должен быть определен комплекс мероприятий (работ) по продлению срока службы ИПУГ по истечении заявленного заводом-изготовителем срока службы.

6.7.5 В эксплуатационной документации должна содержаться инструкция по замене элемента питания устройства передачи данных.

## 6.8 Требования к устройствам передачи данных

6.8.1 Устройство передачи данных является неотъемлемой частью ИПУГ (встроенной в корпус).

6.8.2 Устройство передачи данных должно обеспечивать передачу данных о параметрах газопотребления (расход, температура, давление (при наличии датчика давления)) с удаленно настраиваемой посредством ЕПУ СТМ РГК периодичностью передачи данных один раз в сутки и один раз в 10 суток, также иметь возможность настройки расписаний с другими временными интервалами кратностью в одни сутки и временем выхода на связь (время и дата настраиваются удаленно посредством ЕПУ СТМ РГК).

6.8.3 Устройство передачи данных должно обеспечивать спорадическую передачу данных в случае возникновения неисправностей, нештатных ситуаций и событий с указанием кодов ошибок и времени их возникновения в ЕПУ СТМ РГК (формат данных времени: год, месяц, день, час, минута, секунда, миллисекунда).

6.8.4 Устройство передачи данных должно обеспечивать спорадическую

передачу данных в случае получения сигнала о достижении концентрации опасного газа ( $\text{CH}_4$ , СО) пороговых значений, и/или нештатной работы УКУБИГ (неисправности составных элементов и/или несанкционированного вмешательства/воздействия, отсутствии питания) в ЕПУ СТМ ГРО с АСУ ТП.

6.8.5 Информация, указанная в 6.8.4, должна передаваться в приоритетном режиме.

6.8.6 В интеллектуальном приборе учета газа количество настраиваемых адресов для систем сбора данных должно быть не более двух. Один для ЕПУ СТМ РГК (объем передачи данных согласно 6.8.2, 6.8.3), второй для ЕПУ СТМ ГРО (объем передачи данных согласно 6.8.4)

6.8.7 В случае отсутствия связи с ЕПУ СТМ РГК, отсутствия подтверждения доставки информации, потери пакетов данных при передаче ИПУГ должен обеспечивать повторный сеанс связи с ЕПУ СТМ РГК один раз через одну минуту и в дальнейшем четыре раза с интервалом пять часов. Периодичность и количество повторных сеансов связи с ЕПУ СТМ РГК должна настраиваться удаленно посредством ЕПУ СТМ.

6.8.8 В случае несостоявшегося сеанса связи с ЕПУ СТМ РГК в соответствии с 6.8.7 следующий сеанс связи по расписанию.

6.8.9 Передача данных должна осуществляться с использованием существующих беспроводных каналов связи без необходимости создания дополнительной сетевой инфраструктуры с применением открытых методов, способов и протоколов передачи данных.

Допускается использование проприетарных протоколов информационного обмена при условии передачи производителем ИПУГ владельцу ЕПУ СТМ РГК, ЕПУ СТМ ГРО с АСУ ТП описания ИПУГ, протокола или схемы взаимодействия, необходимых инструкций в объеме, достаточном для интеграции ИПУГ с ЕПУ СТМ РГК, ЕПУ СТМ ГРО с АСУ ТП и его функционирования в соответствии с требованиями настоящего стандарта с правом использования проприетарного протокола на всем сроке

службы ИПУГ.

6.8.10 В устройстве передачи данных должна быть реализована защищенная пакетная передача данных с применением единой выделенной точки доступа APN для организации канала передачи данных с ЕПУ СТМ РГК и ЕПУ СТМ ГРО.

6.8.11 В устройстве передачи данных должны применяться SIM-карты стандартизованных форматов 2FF (mini-SIM), 3FF (micro-SIM), 4FF (nano-SIM) и/или отдельный встроенный программируемый модуль (MFF2), обеспечивающие переключение на сотовые сети предустановленных/резервных операторов, в случае отсутствия сигнала сотовой сети основного оператора.

6.8.12 Устройство передачи данных должно обеспечивать возможность удаленного обновления метрологически незначимой части ПО и изменения пароля для конфигурирования ИПУГ посредством ЕПУ СТМ РГК, управление запорным клапаном ИПУГ посредством ЕПУ СТМ ГРО с АСУ ТП. Концепция алгоритма управления запорной арматурой, встроенной в ИПУГ в соответствии с Приложением Б.

6.9 Требования к информационному взаимодействию интеллектуальных приборов учета газа и устройств контроля условий безопасного использования газа

6.9.1 Интеллектуальный прибор учета газа должен иметь последовательный интерфейс RS-485 для подключения УКУБИГ. Питание последовательного интерфейса RS-485 должно осуществляться по выделенной гальванически изолированной линии + 5 В ( $\pm 1$  В) со стороны УКУБИГ.

6.10 Требования к маркировке интеллектуальных приборов учета газа

6.10.1 Маркировка ИПУГ должна быть хорошо видима и легко читаема. Маркировка может быть выполнена любым способом, обеспечивающим ее сохранность в течение срока службы в условиях эксплуатации.

6.10.2 На корпусе или маркировочной табличке ИПУГ должна быть указана следующая информация:

- номер в Госреестре средств измерений;
- наименование или торговая марка предприятия-изготовителя;
- серийный номер ИПУГ, год и месяц изготовления;
- диапазон расхода газа, порог чувствительности, м<sup>3</sup>/ч;
- рабочее давление газа, кПа;
- указание направления потока газа;
- диапазон допускаемых температур окружающей среды, °C;
- степень защиты корпуса от проникновения посторонних предметов, пыли и воды.

6.10.3 Указанная в 6.10.2 информация должна быть продублирована в нанесенном на лицевую часть ИПУГ QR-коде или DataMatrix коде. Информация в QR-коде/DataMatrix коде должна перечисляться слева направо через разделители в виде точки с запятой, без пробелов между данными.

## **7 Требования охраны окружающей среды (экологичности)**

7.1 Интеллектуальный прибор учета газа и его составные части не должны оказывать негативное воздействие на окружающую среду при испытаниях, хранении, транспортировании, эксплуатации и утилизации.

7.2 Твердые отходы деталей возвращают на переработку в изделия, допускающие использование вторичного сырья, или обезвреживают в соответствии с санитарными правилами, предусматривающими порядок накопления, транспортировки, обезвреживания и утилизации промышленных отходов.

## **8 Требования безопасности**

8.1 Общие требования безопасности к ИПУГ – по ГОСТ 12.2.003.

8.2 Предназначенные для эксплуатации во взрывоопасной среде ИПУГ должны соответствовать положениям Технического регламента [2].

8.3 При максимальном рабочем давлении газа (МОР) ИПУГ должны быть герметичными.

8.4 Конструкция соединительных элементов ИПУГ должна обеспечивать прочность и герметичность при присоединении ИПУГ к подводящему газопроводу при воздействии на соединительный элемент внутреннего давления газа, в 1,5 раза превышающего максимальное рабочее давление газа.

8.5 Требования к прочности и герметичности ИПУГ должны быть установлены в ЭД на ИПУГ.

8.6 Устройство ручных органов управления ИПУГ должно обеспечивать удобство применения и требования безопасности по ГОСТ 12.2.064.

## **9 Транспортирование и упаковка**

9.1 Для обеспечения свободного транспортирования, погрузки и выгрузки габаритные размеры и массу упакованного ИПУГ следует устанавливать с учетом размеров грузовых люков, площадок транспортных средств и габаритов погрузки, а также правил и требований к размещению и перевозке грузов, установленных на транспорте соответствующего вида.

9.2 Условия транспортирования ИПУГ – по ГОСТ 15150.

9.3 Упаковка ИПУГ, комплектующих изделий и/или деталей должна обеспечивать сохранность изделий при транспортировке и хранении.

9.4 Присоединительные штуцеры должны быть закрыты заглушками для предотвращения попадания посторонних предметов, пыли и влаги во внутреннюю полость ИПУГ.

## **10 Методы контроля и испытаний**

10.1 Проверка внешнего вида, комплектности, маркировки, полноты и

правильности выражения метрологических и технических характеристик средства измерений в представленной заявителем технической документации

10.1.1 Проверку внешнего вида, комплектности, маркировки на соответствие технической документации выполняют внешним осмотром.

10.1.2 Проверяют комплектность ИПУГ на соответствие требованиям технической документации. Упаковка должна обеспечивать сохранность изделий при транспортировке и хранении. Присоединительные штуцеры должны быть закрыты заглушками для предотвращения попадания посторонних предметов, пыли и влаги во внутреннюю полость ИПУГ.

10.1.3 На корпусе или марковочной табличке ИПУГ должна быть указана информация в соответствии с 6.10.2.

10.1.4 Проверку полноты и правильности выражения метрологических и технических характеристик ИПУГ в представленной заявителем технической документации выполняют путем их оценки и соответствия единиц величин требованиям ГОСТ 8.417 и [3].

10.1.5 Результаты проверки внешнего вида, комплектности, маркировки, полноты и правильности выражения метрологических и технических характеристик средства измерений в представленной заявителем технической документации считают положительными, если выполнены все условия:

- внешний вид, комплектность, маркировка ИПУГ соответствуют требованиям технической документации;
- механические повреждения ИПУГ, препятствующие их применению, отсутствуют;
- надписи и обозначения четкие;
- метрологические и технические характеристики ИПУГ полностью отражены в представленной заявителем технической документации и выражены в единицах величин, которые соответствуют требованиям ГОСТ 8.417 и [3].

## 10.2 Проведение функциональных проверок

Проверяют наличие и работу функций ИПУГ в соответствии с Таблицей 1.

Таблица 1 – Функциональные проверки

Наименование функциональной проверки	Процедура проверки
1. Наличие функции измерения температуры газа с помощью преобразователя температуры, расположенного внутри корпуса ИПУГ в потоке газа	С дисплея ИПУГчитывают измеренное значение температуры газа.
2. Наличие функции вычисления объема газа, приведенного к стандартным условиям (температура 20 °C, давление 101,325 кПа)	Через интерфейс ИПУГ в память вносят подстановочное значение давления (при наличии). Проверяют отображение на дисплее накопленного объема газа при рабочих условиях и накопленного объема газа, приведенного к стандартным условиям.
3. Проверка отображаемых параметров	Проверяют отображение на дисплее следующих параметров: <ul style="list-style-type: none"> <li>– мгновенный расход газа, приведенный к стандартным условиям;</li> <li>– накопленный объем газа, приведенный к стандартным условиям;</li> <li>– температура газа;</li> <li>– дата;</li> <li>– время;</li> <li>– подстановочное значение давления (при наличии);</li> <li>– уровень заряда батареи;</li> <li>– информация об ошибках и нештатных ситуациях.</li> </ul>

*Продолжение Таблицы 1*

Наименование функциональной проверки	Процедура проверки

4. Проверка выхода на связь ИПУГ по заданному расписанию с передачей полного объема архивных технологических данных в ЕПУ СТМ РГК	Посредством ЕПУ СТМ РГК проверяют: – выход на связь ИПУГ по заданному расписанию; – контроль передачи в ЕПУ СТМ РГК архивной технологической информации ИПУГ с заданной глубиной в объеме, указанном в 6.6.
5. Проверка спорадического выхода на связь ИПУГ при возникновении нештатных ситуаций	Посредством ЕПУ СТМ РГК проверяют: – выход на связь ИПУГ при возникновении нештатных ситуаций; – контроль передачи в ЕПУ СТМ РГК информации о возникновении нештатной ситуации; – контроль передачи в ЕПУ СТМ РГК архивной технологической информации ИПУГ в объеме, указанном в 6.6 и сверка данных между архивами ИПУГ и ЕПУ СТМ РГК
6. Проверка спорадического выхода на связь ИПУГ при достижении пороговых значений концентрации опасного газа ( $\text{CH}_4$ , CO) и/или нештатной работы УКУБИГ и функции управления клапаном	Посредством ЕПУ СТМ ГРО с АСУ ТП проверяют: – выход на связь ИПУГ при достижении пороговых значений концентрации опасного газа ( $\text{CH}_4$ , CO); – контроль передачи в ЕПУ СТМ ГРО с АСУ ТП информации о достижении концентрации опасного газа ( $\text{CH}_4$ , CO) и изменения положения клапана в положение «Закрыто»; – выход на связь ИПУГ при нештатной работе УКУБИГ (неисправности составных элементов и/или несанкционированного вмешательства/воздействия, отсутствии питания); контроль передачи в ЕПУ СТМ ГРО информации о нештатной работе УКУБИГ (неисправности составных элементов и/или несанкционированного вмешательства/воздействия, отсутствии питания) и изменения положения клапана в положение «Закрыто»;

*Окончание Таблицы 1*

Наименование функциональной проверки	Процедура проверки

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- проверка дистанционного управления клапаном;</li> <li>- проверка наличия расхода в режиме положения клапана «закрыто».</li> </ul>
7. Дистанционное конфигурирование ИПУГ с ЕПУ СТМ РГК	<p>Посредством ЕПУ СТМ РГК осуществляют дистанционное конфигурирование ИПУГ в части параметров:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- периодичность выхода на связь;</li> <li>- время выхода на связь;</li> <li>- параметры подключения к ЕПУ СТМ РГК (IP адрес и порт);</li> <li>- глубина передаваемых архивных данных, в соответствии с 6.6;</li> <li>- условно-постоянные величины, в зависимости от реализованной методики измерений ИПУГ</li> </ul>
8. Сравнение архивных данных	<ul style="list-style-type: none"> <li>- суточные значения фактической относительной погрешности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, вычисляются по формуле</li> </ul> $\delta =  V_{\text{ис}} - V_{\text{кс}}  / V_{\text{кс}} * 100 \%,$ <p>где <math>V_{\text{ис}}</math> – значение объема газа испытуемого ИПУГ, усредненное за сутки;</p> <p><math>V_{\text{кс}}</math> – значение объема газа контрольного счетчика газа, усредненное за сутки.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- вычисляются и контролируются отклонения суммы пределов допускаемой основной относительной погрешности при измерении объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, испытуемого ИПУГ (<math>\delta_{\text{ис}}</math>) и контрольного счетчика газа (<math>\delta_{\text{кс}}</math>) и значения суточной фактической относительной погрешности ИПУГ по формуле</li> </ul> $(\delta_{\text{ис}} + \delta_{\text{кс}}) - \delta > 0$

### 10.3 Проверка габаритных размеров

#### 10.3.1 Определение габаритных размеров ИПУГ выполняют прямыми

измерениями при помощи штангенциркуля или линейки.

10.3.2 Выдержавшими испытание считают ИПУГ, если габаритные размеры не превышают значений, указанных в технической документации.

#### 10.4 Проверка массы

10.4.1 Измерение массы ИПУГ выполняется путем взвешивания на весах.

10.4.2 Выдержавшими испытание считают ИПУГ, если их масса не превышает значений, указанных в технической документации.

#### 10.5 Проверка герметичности

10.5.1 Подают в рабочую камеру ИПУГ воздух при избыточном давлении 0,050 МПа и выдерживают не менее 2 мин для стабилизации температуры. Проверку герметичности выполняют в течение 10 мин. Давление контролируют с помощью калибратора давления.

10.5.2 Обмыливают мыльной эмульсией присоединительные штуцеры.

10.5.3 Выдержавшими испытание считают ИПУГ, если падение давления за время испытания не превышает 0,2 % и в процессе испытания визуально наблюдается отсутствие утечки.

10.6 Определение основной относительной погрешности при измерении объема газа

10.6.1 Определение относительной погрешности ИПУГ при измерении объема выполняют на эталоне расхода газа согласно правилам применения и содержания эталона расхода газа.

10.6.2 Определение относительной погрешности ИПУГ при измерении объема газа выполняют на восьми точках диапазона расхода с отклонением не более  $\pm 5\%$ :  $Q_{\min}$ ,  $0,05 \cdot Q_{\text{ном}}$ ,  $0,1 \cdot Q_{\text{ном}}$ ,  $0,2 \cdot Q_{\max}$ ,  $0,5 \cdot Q_{\max}$ ,  $Q_{\text{ном}}$ ,  $0,8 \cdot Q_{\max}$ ,  $Q_{\max}$ , где  $Q_{\min}$ ,  $Q_{\text{ном}}$ ,  $Q_{\max}$  – минимальный, номинальный и максимальный измеряемый объемный расход газа соответственно,  $\text{м}^3/\text{ч}$ .

10.6.3 На каждой точке расхода выполняют измерения накопленного объема газа, приведенного к стандартным условиям, прошедшего через

ИПУГ, и накопленного объема газа прошедшего через эталон объемного расхода газа, приведенного к температуре 20 °C, с привидением к одинаковым условиям по давлению. Измерения повторяют не менее трех раз.

Относительную погрешность ИПУГ при измерении объема газа, приведенного к стандартным условиям,  $\delta_{ij}$ , %, определяют по формуле

$$\delta_{ij} = \frac{V_{\text{сч}ij} - V_{\mathcal{E}ij}}{V_{\mathcal{E}ij}} \cdot 100 \quad , \quad (1)$$

где  $V_{\text{сч}ij}$  – накопленный объем газа, прошедший через поверяемый ИПУГ, приведенный к стандартным условиям, при  $i$ -ом измерении в  $j$ -ой точке расхода, м<sup>3</sup>;

$V_{\mathcal{E}ij}$  – накопленный объем газа, измеренный эталоном расхода газа при  $i$ -ом измерении в  $j$ -ой точке расхода, м<sup>3</sup>.

Результаты испытаний считают положительными, если относительная погрешность ИПУГ при измерении объема газа, приведенного к стандартным условиям, при каждом  $i$ -ом измерении не превышает ± 3 % в диапазоне от  $Q_{\min}$  до  $0,1 \cdot Q_{\text{ном}}$  и ± 1,5 % в диапазоне от  $0,1 \cdot Q_{\text{ном}}$  до  $Q_{\max}$  включительно.

10.7 Определение дополнительной погрешности при измерении объема газа, вызванной отклонением температуры измеряемой среды

10.7.1 Интеллектуальный прибор учета газа устанавливают в климатическую камеру.

10.7.2 Повышают температуру в климатической камере до 55 °C в зависимости от исполнения и выдерживают ИПУГ при данных условиях в течение двух часов. Выполняют расчет относительной погрешности ИПУГ при измерении объема газа, приведенного к температуре 20 °C, при температуре 55 °C, на расходах  $0,1 \cdot Q_{\text{ном}}$ ,  $Q_{\text{ном}}$ ,  $Q_{\max}$  по формуле (1) не менее трех раз. Температура в климатической камере во время измерения объема не должна изменяться более чем на ± 3 °C.

10.7.3 Опускают температуру в камере до минус 25 °C, выдерживают

ИПУГ при этой температуре не менее 2 ч. Выполняют расчет относительной погрешности ИПУГ при измерении объема газа, приведенного к температуре 20 °C, при температуре минус 25 °C, на расходах 0,1· $Q_{ном}$ ,  $Q_{ном}$ ,  $Q_{макс}$  по формуле (1) не менее трех раз. Температура в климатической камере во время измерения объема не должна изменяться более чем на ± 3 °C.

10.7.4 Если значение относительной погрешности ИПУГ при измерении объема газа превысило пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении объема газа, то определяют дополнительную погрешность при измерении объема газа, вызванную отклонением температуры измеряемой среды от границы диапазона от 15 °C до 25 °C на каждые 10 °C,  $\delta_t$ , %, по формуле

$$\delta_t = \frac{10 \cdot (|\delta| - \delta_c)}{T - T_T}, \quad (2)$$

где  $\delta$  – значение относительной погрешности ИПУГ в условиях испытаний, %;

$\delta_c$  – пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении объема газа, %;

$T$  – граница диапазона температур, соответствующая нормальной температуре газа  
( $T = 288,15$  К при температуре  $t_{min} = 15$  °C,  
 $T = 298,15$  К при температуре  $t_{max} = 25$  °C), К;

$T_T$  – температура газа, соответствующая значениям границы диапазона измеряемой среды  
( $T_T = 248,15$  К при температуре  $t_{min} =$  минус 25 °C,  
 $T_T = 328,15$  К при температуре  $t_{max} = 55$  °C), К.

10.7.5 Выдержавшими испытания считают ИПУГ, если значение дополнительной погрешности при измерении объема газа, вызванное отклонением температуры измеряемой среды от границы диапазона от 15 °C до 25 °C на каждые 10 °C не превышает ± 0,4 %.

## 10.8 Определение перепада давления на ИПУГ

10.8.1 Определение перепада давления производится на эталоне расхода газа при максимальном расходе.

10.8.2 Результаты испытаний считают положительными, если полученные значения перепада давления не превышают значений, указанных в ЭД.

#### 10.9 Определение порога чувствительности

10.9.1 Определение порога чувствительности ИПУГ выполняют с помощью эталона расхода газа. Испытания выполняют на расходе, указанном в ЭД.

10.9.2 Выдержавшими испытания считают ИПУГ, если ИПУГ непрерывно регистрируют показания расхода.

10.10 Испытание на воздействие повышенной температуры, соответствующей условиям транспортирования

10.10.1 Интеллектуальный прибор учета газа устанавливают в климатическую камеру. Температуру в камере поднимают до 70 °C и выдерживают ИПУГ при этой температуре не менее двух часов. Скорость набора температуры в климатической камере не должна превышать 20 °C за час.

10.10.2 Температуру в камере приводят к нормальным условиям и выдерживают ИПУГ в нормальных условиях не менее двух часов, после чего выполняют внешний осмотр и расчет относительной погрешности ИПУГ при измерении объема газа на расходах  $0,1 \cdot Q_{\text{ном}}$ ,  $Q_{\text{ном}}$ ,  $Q_{\text{макс}}$  по формуле (1) не менее трех раз.

10.10.3 Интеллектуальный прибор учета газа считают выдержавшим испытание, если его внешний вид соответствует требованиям технической документации, рассчитанная относительная погрешность при измерении объема газа при каждом i-ом измерении не превышает значений, указанных в 6.4.1.

10.11 Испытание на воздействие пониженной температуры, соответствующей условиям транспортирования

10.11.1 Интеллектуальный прибор учета газа устанавливают в климатическую камеру. Температуру в камере понижают до минус 50 °C и выдерживают ИПУГ при этой температуре не менее двух часов. Скорость набора температуры в климатической камере не должна превышать 20 °C за час.

10.11.2 Температуру в камере приводят к нормальным условиям и выдерживают ИПУГ в нормальных условиях не менее двух часов, после чего выполняют внешний осмотр и расчет относительной погрешности ИПУГ при измерении объема газа  $0,1 \cdot Q_{ном}$ ,  $Q_{ном}$ ,  $Q_{макс}$  по формуле (1) не менее трех раз.

10.11.3 Выдержавшими испытания считают ИПУГ, если внешний вид соответствует требованиям технической документации, рассчитанная относительная погрешность при измерении объема газа при каждом i-ом измерении не превышает значений, указанных в 6.4.1.

## 10.12 Испытание на воздействие повышенной влажности

10.12.1 Интеллектуальный прибор учета газа устанавливают в климатическую камеру. Присоединительные штуцеры закрывают заглушками. Температуру в климатической камере повышают до  $(35 \pm 3)$  °C, относительную влажность повышают до  $(95 \pm 3)$  % и в этих условиях выдерживают ИПУГ 48 часов.

10.12.2 Температуру в камере приводят к нормальным условиям и выдерживают ИПУГ в нормальных условиях не менее четырех часов, после чего выполняют внешний осмотр и расчет относительной погрешности ИПУГ при измерении объема газа  $0,1 \cdot Q_{ном}$ ,  $Q_{ном}$ ,  $Q_{макс}$  по формуле (1) не менее трех раз.

10.12.3 Выдержавшими испытания считают ИПУГ, если его внешний вид соответствует требованиям технической документации, рассчитанная относительная погрешность при измерении объема газа при каждом i-ом измерении не превышает не превышает значений, указанных в 6.4.1.

## 10.13 Испытание на воздействие внешних магнитных полей

10.13.1 Смонтированный на эталоне расхода газа ИПУГ, помещают в центр катушки Гельмгольца, создающей равномерное магнитное поле.

10.13.2 Напряжение питания катушки выбирают в соответствии с инструкцией по эксплуатации катушки таким образом, чтобы получить в центре катушки магнитное поле напряженностью 400 А/м.

10.13.3 Средства измерений, используемые в процессе испытаний, должны быть удалены от магнитной катушки на расстояние, обеспечивающее независимость их показаний от магнитного поля, создаваемого катушкой.

10.13.4 После испытаний выполняют внешний осмотр и расчет относительной погрешности ИПУГ при измерении объема газа на расходах  $0,1 \cdot Q_{ном}, Q_{ном}, Q_{макс}$  по формуле (1) не менее трех раз.

10.13.5 Выдержавшими испытания считают ИПУГ, если его внешний вид соответствует требованиям технической документации, рассчитанная относительная погрешность ИПУГ при измерении объема газа при каждом  $i$ -ом измерении не превышает значений, указанных в 6.4.1.

#### 10.14 Испытания на воздействие вибрации

10.14.1 На платформе испытательного стенда крепят ИПУГ и испытывают по трем взаимно перпендикулярным осям. Испытание ИПУГ выполняют плавным изменением частоты во всем диапазоне от 10 до 20 Гц в течение 2 мин и от 20 до 100 Гц в течение 2 мин.

10.14.2 Амплитуду смещения для частоты ниже частоты перехода поддерживают постоянной 0,35 мм. Испытания повторяют для каждого направления оси крепления ИПУГ.

10.14.3 После испытаний выполняют внешний осмотр и расчет относительной погрешности ИПУГ при измерении объема газа на расходах  $0,1 \cdot Q_{ном}, Q_{ном}, Q_{макс}$  по формуле (1) не менее трех раз.

10.14.4 Выдержавшими испытания считают ИПУГ, если его внешний вид соответствует требованиям технической документации, рассчитанная относительная погрешность при измерении объема газа при каждом  $i$ -ом

измерении не превышает значений, указанных в 6.4.1.

#### 10.15 Испытание на свободное падение

10.15.1 Интеллектуальные приборы учета газа поднимают и роняют на испытательную поверхность. Испытания на свободное падение производятся в соответствии с ГОСТ 28218. Высота падения для типоразмеров от G1,6 до G6 ( $500\pm10$ ) мм, от G10 до G65 ( $300\pm10$ ) мм. Высота падения измеряется от той части ИПУГ, которая расположена ближе к испытательной поверхности, когда ИПУГ находится в подвешенном состоянии перед падением.

10.15.2 После испытаний выполняют внешний осмотр и расчет относительной погрешности ИПУГ при измерении объема газа на расходах  $0,1 \cdot Q_{ном}$ ,  $Q_{ном}$ ,  $Q_{макс}$  по формуле (1) не менее трех раз.

10.15.3 Выдержавшими испытания считают ИПУГ, если его внешний вид соответствует требованиям технической документации, рассчитанная относительная погрешность при измерении объема газа при каждом  $i$ -ом измерении не превышает значений, указанных в 6.4.1.

#### 10.16 Проверка потребляемого тока и срока службы элементов питания

10.16.1 Подключают миллиамперметр в разрыв цепи питания ИПУГ от встроенного источника питания. Для исключения влияния пускового тока, первое включение делают через шунтирующую линию, затем в цепь включают миллиамперметр.

10.16.2 Измеряют интегральное значение тока за период времени не менее часа в режиме измерения ИПУГ, но с выключенным дисплеем и без передачи данных.

10.16.3 Результат испытаний считают положительным, если заявленная емкость батареи обеспечивает питание ИПУГ в режиме измерения с выключенным дисплеем и без передачи данных на срок, в полтора раза превышающий интервал между поверками.

#### 10.17 Опробование методики поверки

10.17.1 Выполняют опробование и проверку возможности реализации

методики поверки, правильности выбранных методов и средств поверки, устанавливают их достаточность или необходимость доработки проекта методики поверки.

10.17.2 Результаты опробования методики поверки считаются положительными, если выбранные средства и методы поверки достаточны для подтверждения полноты и точности метрологических характеристик ИПУГ.

10.18 Проверка защиты конструкции и программного обеспечения от несанкционированного вмешательства

Проверяют наличие средств защиты от несанкционированного доступа в соответствии с таблицей 2.

Таблица 2 – Проверка средств защиты от несанкционированного доступа

Наименование средств защиты	Процедура проверки
1. Наличие отверстий для пломбирования или иных, предусмотренных конструкцией, средств пломбирования	Проверяют ограничение доступа к электронным платам, узлам регулирования, переключателю замка программирования при механической пломбировке.
2. Наличие замка (переключателя на электронной плате), ограничивающего внесение изменений в программное обеспечение	Проверяют функционирование замка (при его наличии).
3. Проверка способов идентификации ПО, заявленных в технической документации	Проверяют реализованные способы идентификации ПО.
4. Проверка структуры ПО, защищаемые параметры и программные средства защиты	Выполняют функциональные проверки. Проверяют соответствие полномочий (способов доступа) пользователей, имеющих различные права доступа к ПО и

*Окончание Таблицы 2*

Наименование средств	Процедура проверки

защиты	
	измеренным данным, заявленным в технической документации на ПО СИ.
5. Проверка возможности внесения изменений в ПО	Проверяют возможность внесения изменений в настройки и обновление ПО через интерфейсы связи.
6. Наличие пароля для изменения подстановочного значения давления (при наличии)	Проверяют, что после установки пароля функции изменения подстановочных значений становятся недоступными с помощью реализованных интерфейсов связи.
7. Наличие средств защиты ПО и измерительной информации от изменения или удаления в случае возникновения случайных воздействий	<p>Проверяют сохранение измерительной информации при отключении питания. Проверяют фиксацию нештатных ситуаций.</p> <p>Проверяют наличие средств сигнализации о вскрытии корпуса.</p> <p>Проверяют появление записи в архиве событий после вскрытия корпуса, наличие и правильность функционирования журналов регистрации ошибок.</p>

## 11 Правила приемки и испытаний

### 11.1 Правила приемки и испытаний интеллектуального прибора учета газа

11.1.1 Для проверки соответствия ИПУГ серийного производства требованиям настоящего стандарта выполняют: квалификационные, приемо-сдаточные, периодические, типовые, эксплуатационные, сертификационные испытания и испытания на надежность. К сертификационным испытаниям допускаются ИПУГ, получившие положительное заключение по результатам эксплуатационных испытаний.

11.1.2 Приемо-сдаточные, периодические, эксплуатационные и сертификационные испытания выполняются в объеме, указанном в таблице 3.

Таблица 3 – Параметры и показатели, проверяемые при испытаниях ИПУГ

Контролируемый параметр	Элементы настоящего стандарта		Вид испытаний			
	Технические требования	Метод контроля и испытаний	Примемо-сдаточные	Периодические	Сертификационные	Эксплуатационные
1. Проверка внешнего вида, комплектности, маркировки, полноты и правильности выражения метрологических и технических характеристик средства измерений в представленной заявителем технической документации	6.3; 6.4; 6.7; 6.10; КД ИПУГ	10.1	+	+	+	-
2. Функциональная проверка	6.2	10.2, таблица 1 (пункты 1-3)	-	+	+	-
3. Функциональная проверка (на месте эксплуатации)	6.2	10.2, таблица 1 (пункты 4-8)	-	-	-	+
4. Проверка габаритных размеров	КД ИПУГ	10.3	+	+	+	-
5. Проверка массы	КД ИПУГ	10.4	+	+	+	-
6. Проверка герметичности	Раздел 8, ЭД ИПУГ	10.5	+	+	+	-
7. Определение основной относительной погрешности при измерении объема газа	6.4.1	10.6	+	+	+	-
8. Определение дополнительной погрешности при измерении объема газа, вызванной отклонением температуры измеряемой среды	6.4.2	10.7	+	+	+	-

*Продолжение Таблицы 3*

Контролируемый параметр	Элементы настоящего стандарта		Вид испытаний			
	Технические требования	Метод контроля и испытаний	Приемо-сдаточные	Периодические	Сертификационные	Эксплуатационные
9. Определение перепада давления на ИПУГ	ЭД ИПУГ	10.8	+	+	+	-
10. Определение порога чувствительности	6.3.4	10.9	+	+	+	-
11. Испытание на воздействие повышенной температуры, соответствующей условиям транспортирования	6.3.5; КД ИПУГ	10.10	-	+	+	-
12. Испытание на воздействие пониженной температуры, соответствующей условиям транспортирования	6.3.5; КД ИПУГ	10.11	-	+	+	-
13. Испытание на воздействие повышенной влажности	КД ИПУГ	10.12	-	+	+	-
14. Испытание на воздействие внешних магнитных полей	6.3.7	10.13	-	+	+	-
15. Испытания на воздействие вибрации	6.4.4 КД ИПУГ	10.14	-	+	+	-
16. Испытание на свободное падение	КД ИПУГ	10.15	-	+	-	-
17. Проверка потребляемого тока и срока службы элементов питания	6.3.1; 6.3.8; 6.3.9; 6.7.5	10.16	-	+	+	-

*Окончание Таблицы 3*

Контролируемый параметр	Элементы настоящего стандарта		Вид испытаний			
	Технические требования	Метод контроля и испытаний	Приемо-сдаточные	Периодические	Сертификационные	Эксплуатационные
18. Опробование методики поверки	Методика поверки ИПУГ	10.17	-	+	+	-
19. Проверка защиты конструкции и программного обеспечения от несанкционированного вмешательства	6.3.12; 6.3.13; 6.3.14; 6.5	10.18	-	+	+	-

11.1.3 Интеллектуальные приборы учета газа должны быть приняты ОТК (другим уполномоченным подразделением предприятия-изготовителя) в соответствии с требованиями КД ИПУГ.

11.1.4 Испытания на надежность ИПУГ выполняются в объеме и последовательности, определенных в нормативно-технической документации предприятия-изготовителя.

11.1.5 К применению на объектах ООО «Газпром межрегионгаз» – управляющей компании АО «Газпром газораспределение» и организаций Группы межрегионгаз (в том числе филиалах и дочерних зависимых обществ) допускаются ИПУГ, получившие положительные результаты испытаний, указанных в настоящем стандарте.

## 11.2 Квалификационные испытания

11.2.1 Квалификационные испытания выполняют в соответствии с ГОСТ Р 15.301 при разработке и постановке на производство новых ИПУГ, не менее, чем на одном образце.

11.2.2 Квалификационные испытания носят статус периодических испытаний при приемке продукции вплоть до получения результатов очередных периодических испытаний.

### 11.3 Приемо-сдаточные испытания

11.3.1 Каждый ИПУГ, выпускаемый предприятием-изготовителем, проходит приемо-сдаточные испытания.

11.3.2 Приемо-сдаточные испытания выполняет ОТК предприятия-изготовителя.

11.3.3 При обнаружении в процессе испытаний:

– устранимых дефектов ИПУГ передают в производство на доработку, затем повторно подвергают приемо-сдаточным испытаниям в полном объеме;

– неустранимых дефектов ИПУГ в шкафном и блочном исполнении, бракуют и отправляют в изолятор брака с последующим разбором и утилизацией.

Результаты приемо-сдаточных испытаний оформляют протоколом в соответствии с ГОСТ 15.309 или отражают в журнале по форме, установленной предприятием-изготовителем.

11.3.4 Интеллектуальный прибор учета газа, выдержавший приемо-сдаточные испытания, принимает ОТК предприятия-изготовителя, а в ЭД делают соответствующие записи.

### 11.4 Периодические испытания

11.4.1 Периодические испытания выполняют в соответствии с производственно-технической документацией предприятия-изготовителя, но не реже 1 раза в 3 года, не менее чем на одном ИПУГ, прошедшем приемо-сдаточные испытания.

Сроки проведения испытаний устанавливаются предприятием-изготовителем.

11.4.2 При обнаружении несоответствия какого-либо показателя требуемым значениям отгрузку ИПУГ всех исполнений приостанавливают до выявления причин отказа, а испытаниям подвергают удвоенное количество образцов. При положительных результатах повторных периодических испытаний приемку и отгрузку ИПУГ возобновляют.

Результаты периодических испытаний оформляют актом в соответствии с ГОСТ 15.309 и протоколом периодических испытаний.

11.4.3 При отрицательных результатах периодических испытаний к протоколу прикладывают перечень дефектов с анализом их причин и мер по их устранению.

#### 11.5 Типовые испытания

11.5.1 Типовые испытания выполняют с целью оценки эффективности и целесообразности предлагаемых в конструкции или технологии изготовления изменений, которые могут повлиять на технические характеристики.

11.5.2 Типовые испытания выполняет предприятие-изготовитель или испытательная организация по программе испытаний, утвержденной руководителем предприятия-изготовителя.

11.5.3 Результаты типовых испытаний оформляют актом в соответствии с ГОСТ 15.309 на основании протокола/протоколов типовых испытаний.

11.5.4 При отрицательных результатах типовых испытаний к протоколу прикладывают перечень дефектов с анализом их причин и мер по их устраниению.

#### 11.6 Сертификационные испытания

11.6.1 К сертификационным испытаниям допускаются ИПУГ утвержденного типа, прошедшие первичную поверку и получившие положительное заключение при приемо-сдаточных испытаниях и положительное заключение по результатам эксплуатационных испытаний.

11.6.2 Сертификационные испытания проводит испытательная организация (лаборатория) по специальной программе и методике испытаний, утвержденной в установленном порядке.

#### 11.7 Эксплуатационные испытания

11.7.1 Эксплуатационные испытания выполняются в условиях эксплуатации на объектах сетей газораспределения или газопотребления.

11.7.2 Эксплуатационные испытания выполняются организациями Группы Газпром межрегионгаз в соответствии с программой испытаний, согласованной с предприятием-изготовителем ИПУГ и утвержденной в установленном ООО «Газпром межрегионгаз» порядке.

11.7.3 Программа эксплуатационных испытаний основывается на положениях ГОСТ Р 8.993-2020 (разделы 6 и 7) и ГОСТ 8.883.

11.7.4 Эксплуатационные испытания должны выполняться не менее чем на трех единицах ИПУГ. Отбор образцов выполняется в соответствии с ГОСТ Р 58972.

11.7.5 Продолжительность эксплуатационных испытаний ИПУГ 100 календарных дней.

11.7.6 Результаты эксплуатационных испытаний оформляют в виде отчета о результатах испытаний с подписанием протокола.

Протоколы направляются в профильное подразделение<sup>1</sup> ООО «Газпром межрегионгаз» – управляющей компании АО «Газпром газораспределение» для проверки корректности и, далее, в адрес органа по сертификации для оценки соответствия ИПУГ техническим требованиям.

11.7.7 Заключение о результатах эксплуатационных испытаний ИПУГ распространяется на идентичную продукцию и действует 6 лет со дня выдачи заключения.

---

<sup>1</sup> Эксплуатационные испытания ИПУГ курирует профильное подразделение ООО «Газпром межрегионгаз» осуществляющее контроль и совершенствование достоверности результатов измерений параметров расхода и качества газа при его транспортировке и реализации.

**Приложение А**

(Справочное)

**Расчет периодичности опроса устройства контроля условий  
безопасного использования газа**

Для целей минимизации негативных последствий, вызываемых инцидентами и происшествиями, связанными с возникновением в газифицированных помещениях повышенных концентраций опасных газов, таких как метан ( $\text{CH}_4$ ) иmonoоксид углерода (CO), наносящих ущерб имуществу и оказывающих негативное воздействие на здоровье и жизнь граждан, в помещениях с газоиспользующим оборудованием устанавливаются УКУБИГ.

Расчет периодичности опроса УКУБИГ выполнен при наихудшем сценарии – при нарушении целостности газопровода и обмене воздуха в помещении, равному единице.

Расчет выполнен на основании методики [4]:

A.1 Расход газа  $Q_r$ , м<sup>3</sup>/ч определяется по формуле

$$Q_r = 3600 \cdot \mu \cdot S_{\text{отв}} \cdot w_r, \quad (\text{A1})$$

где  $\mu$  - коэффициент расхода, определяемый в зависимости от значения числа Рейнольдса  $Re$ ;

$S_{\text{отв}}$  - площадь отверстия в газопроводе, к которому осуществлено самовольное подключение, м<sup>2</sup>;

$w_r$  - скорость транспортировки газа при его поступлении из отверстия в газопроводе в атмосферу, м/с.

A.2 Скорость транспортировки газа при его поступлении из газопровода в атмосферу  $w_r$ , м/с определяется по формуле

$$w_r = \sqrt{\frac{8,45 \cdot (P_{\text{НП}} + P_0) \cdot \rho_{\text{НП}} \cdot \left( \left( \frac{P_0}{P_{\text{НП}} + P_0} \right)^{1,53} - \left( \frac{P_0}{P_{\text{НП}} + P_0} \right)^{1,76} \right)}{\rho_0}}, \quad (\text{A2})$$

где  $P_{\text{пп}}$  - давление в газопроводе в месте подключения, которое принимается избыточным и равным среднемесячному рабочему давлению в газопроводе на выходе из ближайшего к месту подключения (по трассе газопровода) пункта редуцирования газа, от которого газ поступает к месту подключения, в соответствии с настройками оборудования данного пункта редуцирования газа, Па;

$P_0$  - атмосферное давление, принимаемое равным 101325 Па;

$\rho_{\text{пп}}$  - плотность газа в месте нарушения целостности газопровода, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_0$  - средняя плотность газа при стандартных условиях, принимаемая в соответствии с паспортом качества газа, для каждого месяца периода, в котором осуществлялось хищение газа, кг/м<sup>3</sup>.

А.3 Коэффициент расхода  $\mu$  определяют в зависимости от значения числа Рейнольдса  $Re$ .

Число Рейнольдса  $Re$  определяют по формуле

$$Re = \frac{w_r \cdot d_{\text{отв}}}{14 \cdot 10^{-6}}, \quad (\text{A3})$$

где  $d_{\text{отв}}$  - внутренний диаметр отверстия в газопроводе, м.

Если число Рейнольдса  $Re$  находится в диапазоне чисел  $10000 < Re \leq 100000$ , то применяется формула для вычисления коэффициента расхода

$$\mu = 0,592 + \frac{5,5}{\sqrt{Re}}, \quad (\text{A4})$$

Если число Рейнольдса  $Re$  находится в диапазоне чисел  $Re > 100000$ , то число Рейнольдса  $Re$  принимается согласно методики [4] (таблица 1).

Для определения периодичности опроса УКУБИГ (время, за которое объем помещения наполнится природным газом до достижения 20 % НКПРП), подключенного к ИПУГ, выбраны следующие параметры:

### Вариант 1

Помещение размерами 2,5 м × 2 м × 2,5 м (Д×Ш×В).

Объем помещения – 12,5 м<sup>3</sup>.

Номинальный диаметр подводящего газопровода – 18 мм  
(Dy = 12 мм).

Избыточное давление в подводящем газопроводе принято за 1961,2 Па (200 мм вод.ст.);

Атмосферное давление – 101325 Па (760 мм рт.ст.);

Средняя плотность газа при ст.у. – 0,72 кг/м<sup>3</sup>.

Порог срабатывания УКУБИГ по СН<sub>4</sub> при достижении концентрации загазованности помещения равной 20 % НКПРП.

В результате расчетов время, за которое объем помещения наполнится природным газом до достижения 20 % НКПРП, равное периодичности опроса УКУБИГ, подключенного к ИПУГ, не превышает 20 с.

### Вариант 2

Помещение размерами 2,5 м × 2,4 м × 2,5 м (Д×Ш×В).

Объем помещения – 15 м<sup>3</sup>.

Номинальный диаметр подводящего газопровода – 21,3 мм  
(Dy = 15 мм).

Избыточное давление в подводящем газопроводе принято за 1961,2 Па (200 мм вод.ст.);

Атмосферное давление – 101325 Па (760 мм рт.ст.);

Средняя плотность газа при ст.у. – 0,72 кг/м<sup>3</sup>.

Порог срабатывания УКУБИГ по СН<sub>4</sub> при достижении концентрации загазованности помещения равной 20 % НКПРП.

В результате расчетов время, за которое объем помещения наполнится природным газом до достижения 20 % НКПРП, равное периодичности опроса УКУБИГ, подключенного к ИПУГ, не превышает 15 с.

## Приложение Б

(обязательное)

### Концепция алгоритма управления запорной арматурой, встроенной в интеллектуальный прибор учета газа

Б.1 Запорная арматура,строенная в ИПУГ, переходит в положение «закрыто» в следующих случаях:

Б.1.1 При получении ИПУГ соответствующего сигнала с ЕПУ СТМ ГРО;

Б.1.2 При получении ИПУГ сигнала о достижении пороговых значений концентрации опасного газа ( $\text{CH}_4$ , CO) от устройств контроля условий безопасного использования газа.

Б.2 При формировании задания с ЕПУ СТМ ГРО на закрытие запорной арматуры, встроенной в ИПУГ, выполняются следующие операции:

Б.2.1 Работник ГРО<sup>1</sup> в ЕПУ СТМ ГРО формирует задание на перевод запорной арматуры, встроенной в ИПУГ, в положение «закрыто». При этом в ЕПУ СТМ ГРО формируется соответствующая запись с указанием логина работника ГРО, даты, времени события и причины приостановления подачи газа.

Б.2.2 При очередном запланированном сеансе связи ИПУГ получает команду от ЕПУ СТМ ГРО и автоматически переводит запорную арматуру, встроенную в ИПУГ, в положение «закрыто». Событие записывается в архиве «НС и событий» ИПУГ, при этом ИПУГ незамедлительно инициирует внеочередной сеанс связи и передает в ЕПУ СТМ ГРО информацию об исполнении команды.

Б.2.3 В едином пульте управления системами телеметрии автоматически формируется соответствующая запись, полученная от ИПУГ, с указанием даты и времени приостановления подачи газа.

Б.2.4 При последующих запланированных сеансах связи ИПУГ передает в ЕПУ СТМ ГРО информацию о положении запорной арматуры, встроенной

---

<sup>1</sup> Работник ГРО, на которого возложены соответствующие обязанности, в том числе формирования заданий в ЕПУ СТМ ГРО на дистанционное управление запорным устройством с помощью ЕПУ СТМ ГРО.

СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРаспределение 5.3-2-2025  
в ИПУГ.

Б.3 При получении от УКУБИГ сигнала о достижении пороговых значений концентрации опасного газа ( $\text{CH}_4$ , СО), регламентированных СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРаспределение 2.4-3-1, ИПУГ в автоматическом режиме (без участия работников ГРО) выполняются следующие операции:

Б.3.1 Запорная арматура, встроенная в ИПУГ, незамедлительно в автоматическом режиме переводится в положение «закрыто», событие записывается в архиве «НС и событий» ИПУГ.

Б.3.2 Интеллектуальный прибор учета газа незамедлительно инициирует внеочередной сеанс связи и передает информацию на ЕПУ СТМ ГРО о получении сигнала от УКУБИГ и переводе запорной арматуры, встроенной в ИПУГ, в положение «закрыто».

Б.3.3 В едином пульте управления системами телеметрии ГРО автоматически формируется соответствующая запись, полученная от ИПУГ, с указанием даты, времени и причины приостановления подачи газа.

Б.3.4 При последующих запланированных сеансах связи ИПУГ передает в ЕПУ СТМ ГРО информацию о положении запорной арматуры, встроенной в ИПУГ.

Б.4 Запорная арматура, встроенная в ИПУГ, переводится в положение «открыто» только по заданию работника ГРО с использованием ЕПУ СТМ ГРО при участии лица, находящегося на месте установки ИПУГ.

Б.4.1 Для открытия запорной арматуры, встроенной в ИПУГ, в случае, когда закрытие выполнено по заданию от ЕПУ СТМ ГРО, осуществляются следующие операции:

Б.4.1.1 Работник ГРО в ЕПУ СТМ ГРО формирует задание на перевод запорной арматуры, встроенной в ИПУГ, в положение «открыто». Задание создается только после получения информации о возможности подачи газа на объект газопотребления от лица, находящегося по месту установки ИПУГ и осуществляющего возобновление подачи газа на объект газопотребления. При этом в ЕПУ СТМ ГРО формируется соответствующая запись с

указанием логина работника ГРО, сформировавшего задание, даты, времени события и оснований возобновления подачи газа, а также лица, выполняющего возобновление подачи газа.

Б.4.1.2 Лицо, осуществляющее возобновление подачи газа на объекте газопотребления<sup>1</sup>, обеспечивает внеочередной сеанс связи с ИПУГ и подтверждает свое присутствие нажатием кнопки и/или комбинации кнопок на панели ИПУГ в последовательности (с длительностью), указанной в ЭД на ИПУГ.

Б.4.1.3 Интеллектуальный прибор учета газа после получения задания от ЕПУ СТМ ГРО подает команду на открытие запорной арматуры, встроенной в ИПУГ, событие записывается в архиве «НС и событий» ИПУГ<sup>2</sup>.

Б.4.1.4 Интеллектуальный прибор учета газа инициирует внеочередной сеанс связи и передает информацию о выполнении команды на перевод запорной арматуры, встроенной в ИПУГ, в положение «открыто», в ЕПУ СТМ ГРО формируется соответствующая запись с указанием даты и времени возобновления подачи газа.

Б.4.2 Для открытия запорной арматуры, встроенной в ИПУГ, в случае, когда закрытие произошло в связи с получением сигнала о достижении пороговых значений концентрации опасного газа ( $\text{CH}_4$ , CO) от УКУБИГ, выполняются следующие операции:

Б.4.2.1 После прекращения поступления от УКУБИГ сигнала о наличии пороговых значений концентрации опасного газа ( $\text{CH}_4$ , CO), ИПУГ переходит в готовность перевода запорной арматуры, встроенной в ИПУГ, в положение «открыто», при этом запорная арматура, встроенная в ИПУГ,

<sup>1</sup> Правилами пользования газом [5] (пункт 88(1)), предусмотрено, что работы по приостановлению и возобновлению подачи газа на внутридомовом и (или) внутридомовом газовом оборудовании, в том числе связанные с отключением и подключением бытового газоиспользующего оборудования, а также работы по приостановлению и возобновлению подачи газа, устранению утечек газа на распределительных газопроводах выполняются специализированной организацией, осуществляющей техническое обслуживание и ремонт внутридомового газового оборудования в многоквартирном доме, техническое обслуживание и ремонт внутридомового газового оборудования в многоквартирном доме или внутридомового газового оборудования в жилом доме (домовладении).

<sup>2</sup> При фиксации ИПУГ расхода газа в момент открытия запорной арматуры, встроенное в ИПУГ, запорная арматура, встроенная в ИПУГ, автоматически перейдет в положение «закрыто», событие записывается в архиве «НС и событий», ИПУГ выходит на внеплановый сеанс связи и передает информацию в ЕПУ СТМ ГРО.

находится в положении «закрыто», событие записывается в архиве «НС и событий» ИПУГ.

Б.4.2.2 Лицо, осуществляющее возобновление подачи газа на объект газопотребления, уведомляет работника ГРО о возможности подачи газа на объект газопотребления и подтверждает свое присутствие нажатием кнопки и/или комбинации кнопок на панели ИПУГ в последовательности (с длительностью), указанной в ЭД на ИПУГ.

Б.4.2.3 Интеллектуальный прибор учета газа переводит запорную арматуру в положение «открыто», событие записывается в архиве «НС и событий» ИПУГ.

Б.4.2.4 Интеллектуальный прибор учета газа инициирует внеочередной сеанс связи и передает информацию о переводе запорной арматуры в положение «открыто» в ЕПУ СТМ ГРО, формируется соответствующая запись с указанием даты, времени события и оснований возобновления подачи газа.

## Библиография

- |     |   |   |
|-----|---|---|
| [1] | Технический<br>регламент<br>Таможенного союза<br>ТР ТС 020/2011   | Электромагнитная совместимость технических<br>средств             |
| [2] | Технический<br>регламент<br>Таможенного союза<br>ТР ТС 012/2011   | О безопасности оборудования для работы во<br>взрывоопасных средах |
| [3] | Постановление Правительства Российской Федерации от 31.10.2009<br>№ 879 «Об утверждении Положения о единицах величин,<br>допускаемых к применению в Российской Федерации»                                   |   |
| [4] | Методика расчета ущерба, причиненного в результате хищения,<br>совершенного из газопровода, утверждена приказом Министерства<br>энергетики Российской Федерации от 30.12.2020 № 1227                        |   |
| [5] | Постановление Правительства Российской Федерации от 14.05.2013<br>№ 410 «О мерах по обеспечению безопасности при использовании и<br>содержании внутридомового и внутриквартирного газового<br>оборудования» |   |

**Примечание –** При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных документов, приведенных в элементе «Библиография», по официальному интернет-порталу правовой информации – <http://www.pravo.gov.ru>. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться заменяющим (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

---

ОКС 17.020

**Ключевые слова:** интеллектуальный прибор учета газа, количество, средства измерений, природный газ, устройство контроля условий безопасного использования газа, сети газораспределения

---