



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

Обеспечение единства измерений

**ЕДИНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ
НА ОБОРУДОВАНИЕ УЗЛОВ ИЗМЕРЕНИЯ
РАСХОДА И КОЛИЧЕСТВА
ПРИРОДНОГО ГАЗА, ПРИМЕНЯЕМЫХ
В ОАО «ГАЗПРОМ»**

СТО Газпром 5.37-2011

ИЗДАНИЕ ОФИЦИАЛЬНОЕ

Стандарт организации



Москва 2011

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

**ЕДИНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ
НА ОБОРУДОВАНИЕ УЗЛОВ ИЗМЕРЕНИЯ
РАСХОДА И КОЛИЧЕСТВА ПРИРОДНОГО ГАЗА,
ПРИМЕНЯЕМЫХ В ОАО «ГАЗПРОМ»**

СТО Газпром 5.37-2011

Издание официальное

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

Открытое акционерное общество «Газавтоматика» ОАО «Газпром»

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром экспо»

Москва 2011

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН	Открытым акционерным обществом «Газавтоматика» ОАО «Газпром»
2 ВНЕСЕН	Управлением метрологии и контроля качества газа и жидких углеводородов Департамента автоматизации систем управления технологическими процессами ОАО «Газпром»
3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ	распоряжением ОАО «Газпром» от 21 декабря 2010 г. № 500
4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ	

© ОАО «Газпром», 2010

© Оформление ООО «Газпром экспо», 2011

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

Приложение В (справочное) Требования к объемам и типам информации, передаваемой от измерительной системы на «верхний уровень»	38
Приложение Г (справочное) Параметры состояния, теплофизические параметры и физико-химические показатели газа, подлежащие определению	46
Библиография	48

Введение

Настоящий стандарт разработан в развитие действующих в ОАО «Газпром» нормативных документов в части технических требований на оборудование узлов измерений расхода и количества природного газа:

- СТО Газпром 2-3.5-051-2006 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов;

- СТО Газпром 2-2.3-454-2010 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Правила эксплуатации магистральных газопроводов;

- ВРД 39-1.10-069-2002 Положения по технической эксплуатации газораспределительных станций магистральных газопроводов;

- Основные положения по автоматизации газораспределительных станций (утверждены членом Правления ОАО «Газпром» Б.В. Будзуляком, 2001 г.);

- Основные положения по автоматизации, телемеханизации и автоматизированным системам управления технологическими процессами транспорта газа (утверждены заместителем Председателя Правления РАО «Газпром» В.В. Ремизовым, 1996 г.).

Настоящий стандарт разработан в целях:

- классификации узлов измерений;
- конкретизации и дифференциации требований к составу, структуре и функциям оборудования узлов измерений природного газа, установления требований к методам и средствам измерений, применяемым на узлах измерений расхода и количества газа, и их метрологическому обеспечению в зависимости от их статуса, назначения и мощности;
- конкретизации требований к программно-техническому комплексу информационно-измерительной системы и системы управления оборудованием узлов измерений расхода и количества природного газа.

Настоящий стандарт учитывает современные тенденции развития измерительной техники и обеспечивает соблюдение метрологических норм и правил, регламентируемых российским законодательством и нормативными документами в области обеспечения единства измерений.

Отклонения от требований настоящего стандарта при проектировании узлов измерений расхода и количества природного газа должны быть согласованы в индивидуальном порядке с организациями — разработчиками данного стандарта.

Разработка выполнена авторским коллективом в составе: Д.В. Канев, С.С. Горбунов, В.С. Горбенко (ОАО «Газавтоматика»), А.А. Личко (ООО «ОМЦ «Газметрология»).

СТАНДАРТ ОТКРЫТОГО АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «ГАЗПРОМ»

**ЕДИНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ НА ОБОРУДОВАНИЕ
УЗЛОВ ИЗМЕРЕНИЯ РАСХОДА И КОЛИЧЕСТВА ПРИРОДНОГО ГАЗА,
ПРИМЕНЯЕМЫХ В ОАО «ГАЗПРОМ»**

Дата введения — 2011-09-19

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт распространяется на вновь строящиеся и реконструируемые узлы измерений расхода и количества газа горючего природного (далее — газа), поставляемого с объектов промышленной подготовки, подземных хранилищ газа, газоперерабатывающих заводов в магистральные газопроводы и транспортируемого по ним потребителям Российской Федерации, в страны ближнего зарубежья, утилизируемого и потребляемого на собственные технологические нужды.

1.2 Настоящий стандарт применяется структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ОАО «Газпром» и иными организациями, выполняющими по соответствующим договорам проектирование, строительство и эксплуатацию узлов измерений ОАО «Газпром».

Договоры со сторонними организациями должны в обязательном порядке содержать ссылку на настоящий стандарт.

1.3 Настоящий стандарт не распространяется на требования к узлам подключения, переключения, очистки, одоризации, предотвращения гидратообразования, сбора конденсата и подготовки импульсного газа.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

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 8.586.2-2005 (ИСО 5167-2:2003) Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 2. Диафрагмы. Технические требования

ГОСТ 8.586.5-2005 (ИСО 5167-5:2003) Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 5. Методика выполнения измерений

ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования

ГОСТ 30319.1-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки

ГОСТ 30319.2-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости

ГОСТ 30319.3-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств по уравнению состояния

ГОСТ 31369-2008 (ИСО 6976:1995) Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава

ГОСТ 31370-2008 (ИСО 10715:1997) Газ природный. Руководство по отбору проб

ГОСТ 31371.7-2008 Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 7. Методика выполнения измерений молярной доли компонентов

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

ГОСТ Р 8.625-2006 Государственная система обеспечения единства измерений. Термометры сопротивления из платины, меди и никеля. Общие технические требования и методы испытаний

ГОСТ Р 8.654-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения

ГОСТ Р 12.3.047-98 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля

ГОСТ Р 50571.10-96 (МЭК 364-5-54-80) Электроустановки зданий. Часть 5. Выбор и монтаж электрооборудования. Глава 54. Заземляющие устройства и защитные проводники

ГОСТ Р 51330.19-99 (МЭК 60079-20-96) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 20. Данные по горючим газам и парам, относящиеся к эксплуатации электрооборудования

СТО Газпром 2-1.1-094-2007 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Перечень помещений, зданий и наружных установок объектов добычи и обустройства газовых месторождений ОАО «Газпром» с категориями по взрывопожарной и пожарной опасности

СТО Газпром 2-1.15-205-2008 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Метрологическое обеспечение при проектировании объектов газовой промышленности

СТО Газпром 2-3.5-051-2006 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов

СТО Газпром РД 2.5-141-2005 Газораспределение. Термины и определения

СТО Газпром 5.2-2005 Обеспечение единства измерений. Расход и количество природного газа. Методика выполнения измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода

СТО Газпром 5.3-2006 Обеспечение единства измерений. Расход и количество жидких углеводородных сред. Технические требования к узлам учета

СТО Газпром 5.9-2007 Обеспечение единства измерений. Расход и количество углеводородных сред. Методика выполнения измерений

СТО Газпром 5.29-2009 Обеспечение единства измерений. Организация испытаний средств измерений для определения их пригодности к применению в ОАО «Газпром»

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

3 Термины, определения, обозначения и сокращения

3.1 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ 8.596, ГОСТ 31370, СТО Газпром 5.3 и рекомендациям РМГ 29-99 [1], в том числе следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 узел измерений расхода и количества природного газа (узел измерений): Совокупность средств измерительной техники, вспомогательных устройств, исполнительных механизмов и измерительных трубопроводов, которая предназначена для измерений, регистрации результатов измерений и расчетов объема природного газа, приведенного к стандартным условиям, а также, при необходимости, определения его показателей качества.

Примечание — Узлы измерений входят в состав газоизмерительных станций, газораспределительных станций, автоматизированных газораспределительных станций, газорегуляторных пунктов, газорегуляторных установок и т.п. или являются обособленными узлами измерений.

3.1.2 узел измерений коммерческий: Узел измерений, по данным которого сторонами договора на поставку природного газа оформляются акты приемки-передачи газа и осуществляются взаиморасчеты.

3.1.3 узел измерений хозрасчетный: Узел измерений, по данным которого оценивается хозяйственная деятельность дочернего общества ОАО «Газпром» (товарно-транспортная работа, потребление газа на собственные нужды и т.п.).

3.1.4 узел измерений технологический: Узел измерений, предназначенный для измерений расхода и/или объема природного газа в технологических целях (регулирование/управление в автоматизированной системе управления технологическими процессами, технологические потери).

3.1.5 средства измерительной техники: Обобщающее понятие, охватывающее технические средства, специально предназначенные для измерений.

Примечание — К средствам измерительной техники относят средства измерений, вычислительные устройства и их совокупности (измерительные системы, измерительные установки), измерительные принадлежности, измерительные устройства.

[РМГ 29-99 [1], пункт 6.1]

3.1.6 показатели качества газа: Физико-химические показатели природного газа, устанавливаемые действующими национальными стандартами, стандартами организаций, другими нормативными документами, а также условиями договоров и контрактов на поставку природного газа отечественным и зарубежным потребителям.

3.1.7 измерительный трубопровод: Участок трубопровода, границы и геометрические характеристики которого, а также размещение на нем сужающего устройства, местных сопротивлений, средств измерений нормируются стандартами ГОСТ 8.586.1—ГОСТ 8.586.5.

[ГОСТ 8.586.1-2005, пункт 3.4.1]

3.1.8 измерительная система: Совокупность измерительных, связующих, вычислительных компонентов, образующих измерительные каналы, и вспомогательных устройств (компонентов измерительной системы), функционирующих как единое целое, предназначенная:

- для получения информации о состоянии объекта с помощью измерительных преобразований в общем случае множества изменяющихся во времени и распределенных в пространстве величин, характеризующих это состояние;
- машинной обработки результатов измерений;
- регистрации и индикации результатов измерений и результатов их машинной обработки;
- преобразования этих данных в выходные сигналы системы в разных целях.

Примечание — Измерительные системы обладают основными признаками средств измерений и являются их разновидностью.

[ГОСТ Р 8.596-2002, пункт 3.1]

3.1.9 технологическое оборудование: Оборудование, предназначенное для выполнения основных технологических процессов на узле измерений (регулировки расхода газа, сбора конденсата, подготовки импульсного газа и т.д.).

3.1.10 входной коллектор: Трубопровод, служащий для распределения потока по нескольким измерительным линиям.

[СТО Газпром 5.3-2006, пункт 3.1.11]

3.1.11 выходной коллектор: Трубопровод, служащий для сбора потоков нескольких измерительных линий в один общий поток.

[СТО Газпром 5.3, пункт 3.1.12]

3.1.12 пробоотборная линия: Линия, предназначенная для передачи газовой пробы от точки отбора пробы. Она может включать устройства, необходимые для подготовки пробы для транспортирования и анализа.

[ГОСТ 31370-2008, пункт 3.15]

3.1.13 пробоотборный зонд: Устройство отбора пробы, помещаемое в газопровод, к которому подсоединяется пробоотборная линия.

[ГОСТ 31370-2008, пункт 3.16]

3.2 Условные обозначения

Основные условные обозначения, применяемые в настоящем стандарте, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Условные обозначения величин

Обозначение	Наименование величины	Единица величины
D	Внутренний диаметр измерительного трубопровода	м
$H_{св}$	Высшая объемная теплота сгорания	Дж/м ³
$H_{сн}$	Низшая объемная теплота сгорания	Дж/м ³
K	Коэффициент сжимаемости газа	1
p	Абсолютное давление газа (сумма атмосферного давления и избыточного давления газа)	Па
$p_{и}$	Избыточное давление газа	Па
q_v	Объемный расход газа при рабочих условиях	м ³ /с
q_m	Массовый расход газа	кг/с
q_c	Объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям	м ³ /с
t	Температура газа	°С
T	Абсолютная (термодинамическая) температура газа: $T = 273,15 + t$	К
ω	Продольная составляющая локальной скорости газа в измерительном трубопроводе	м/с
x_a	Молярная доля азота в природном газе	—
x_y	Молярная доля диоксида углерода в природном газе	—

Окончание таблицы 1

Обозначение	Наименование величины	Единица величины
Δp	Перепад давления	Па
$\Delta \omega$	Потери давления	Па
ρ	Плотность газа	кг/м ³
Примечание – Остальные обозначения указаны непосредственно в тексте.		

3.3 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

- АГРС – автоматизированная газораспределительная станция;
АРМ – автоматизированное рабочее место;
АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическими процессами;
БОИ – блок обработки информации;
ГИС – газоизмерительная станция;
ГРС – газораспределительная станция;
ЕСГ – единая система газоснабжения;
ИС – измерительная система;
ИТ – измерительный трубопровод;
КТС – комплекс технических средств;
МВИ – методика (метод) выполнения измерений;
НД – нормативные документы;
НПВ – нижний концентрационный предел воспламенения;
ПО – программное обеспечение;
ПР – преобразователь расхода или расходомер и/или счетчик;
ПТК – программно-технический комплекс;
РЭ – рабочий эталон;
САУ – система автоматического управления;
СИ – средства измерений;
СУ – стандартное сужающее устройство;
УИРГ – узел измерений расхода газа;
УПП – устройство подготовки потока;
ФХП – физико-химические показатели.

4 Требования к узлам измерений

4.1 Классификация узлов измерений

4.1.1 В зависимости от значения максимального объемного расхода транспортируемого газа, приведенного к стандартным условиям, в настоящем стандарте узлы измерений расхода и количества природного газа разделяют на четыре категории:

- I категория (большой производительности) — свыше 10^5 м³/ч;
- II категория (средней производительности) — свыше $2 \cdot 10^4$ до 10^5 м³/ч включительно;
- III категория (малой производительности) — свыше 10^3 до $2 \cdot 10^4$ м³/ч включительно;
- IV категория (минимальной производительности) — не более 10^3 м³/ч включительно.

4.1.2 По назначению узлы измерений в настоящем стандарте подразделяют на классы:

- класс А — узлы измерений между странами (экспортно-импортные операции): ГИС, УИРГ, ГРС на границах России; узлы измерений расхода газа, поступающего от независимых поставщиков;

- класс Б — узлы измерений между газодобывающими и газотранспортными дочерними обществами, между газоперерабатывающими и газотранспортными дочерними обществами, на ГРС, АГРС и пунктах, предназначенных для измерений объемов газа, поставляемого отечественным потребителям;

- класс В — узлы измерений между газотранспортными дочерними обществами, узлы измерений между газотранспортными дочерними обществами и дочерними обществами по подземному хранению газа;

- класс Г — узлы измерений компримированного газа и на межсистемных перемычках газопроводов;

- класс Д — узлы измерений на собственные технологические нужды, узлы измерений на технологическом и газоиспользующем оборудовании, узлы измерений природного газа со скважин, а также утилизации природного газа (факел, свеча).

4.2 Требования к функциям узла измерений

Узел измерений в зависимости от его категории и класса должен выполнять функции, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Функции узла измерений

Функция узла измерений	Узлы измерений, для которых выполнение функции обязательно		Примечание
	класс (см. 4.1.2)	категория (см. 4.1.1)	
Автоматическое определение расхода и количества природного газа, приведенного к стандартным условиям, формирование отчетов	А	I–IV	Для класса Г функция выполняется при необходимости, обусловленной технологическим процессом
	Б	I–IV	
	В	I–IV	
	Г	I–IV	
Определение в автоматическом режиме: - компонентного состава газа; - плотности газа при стандартных условиях; - теплотворной способности газа; - числа Воббе	А	I–IV	Для остальных узлов измерений допускается использовать результаты автоматизированных измерений, полученные благодаря отбору проб в установленных местах, с последующей передачей данных на узел измерений. Для ГРС категорий II–IV допускается установка аналитического оборудования кустовым методом. Необходимость установки хроматографов на ГРС должна рассматриваться на стадии проектирования
	Б	I–IV	
	В	I	
Определение в автоматическом режиме: - температуры точки росы по углеводородам; - температуры точки росы по влаге	А	I–IV	Для остальных узлов измерений допускается использовать результаты автоматизированных измерений, полученные в установленных местах, с последующей передачей данных на узел измерений
	Б	I–IV	
	В	I–II	
Определение в автоматическом режиме объемной доли кислорода	А	I–IV	—
	Б	I	
Определение в автоматическом режиме*: - массы сероводорода; - массы меркаптановой серы; - массы общей серы	А	I–IV	Необходимость выполнения функции определяется техническим заданием на проектирование узла измерений
	Б	I–II	
Передача отчетов о расходе и количестве газа и показателях качества газа (для узлов измерений, оснащенных СИ показателей качества газа) на вышестоящий (верхний) уровень и при необходимости потребителю газа	А	I–IV	—
	Б	I–IV	
	В	I–IV	
	Г	I–IV	
Дублирование технических средств ИС (см. 4.4.6)	А	I–IV	На узлах измерений независимых поставщиков категорий III–IV дублирование не обязательно
	Б	I–IV	
	В	I–II	
Автоматическая самодиагностика комплекса технических средств	А	I–IV	Включая СИ, средства обработки информации
	Б	I–II	
	В	I–II	

Окончание таблицы 2

Функция узла измерений	Узлы измерений, для которых выполнение функции обязательно		Примечание
	класс (см. 4.1.2)	категория (см. 4.1.1)	
Автоматическая запись компонентного состава в вычислитель	А	I—IV	—
	Б	I—IV	
	В	I—II	
Визуальное отображение информации о значениях измеряемых и вычисленных параметров потока и диагностической информации ИС	А	I—IV	С узлов В (III—IV) и Г информация отображается в АСУ ТП
	Б	I—IV	
	В	I—II	

* Массовые концентрации сероводорода и меркаптановой серы допускается определять по результатам химико-аналитических анализов с последующей передачей данных на узел измерений.

4.3 Требования к точности измерений

Пределы допускаемой относительной погрешности или расширенной неопределенности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, не должны превышать значений, указанных в таблице 3.

Таблица 3 – Пределы допускаемой относительной погрешности или расширенной неопределенности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям

Категория (см. 4.1.1)	Предел допускаемой относительной погрешности или расширенной неопределенности измерений объема газа, %, в зависимости от класса узла измерений (см. 4.1.2)				
	А	Б	В	Г	Д*
I	0,8	0,8	1,0	2,5	5,0
II	0,8	1,0	1,5	2,5	5,0
III	0,8	1,5	2,0	2,5	5,0
IV	0,8	2,0	2,0	2,5	5,0
*Предел допускаемой относительной погрешности или расширенной неопределенности измерений количества газа на узлах технологических измерений устанавливаются исходя из необходимости обеспечения требований технологического процесса.					

Расширенную неопределенность измерений объемного расхода и объема природного газа, приведенных к стандартным условиям, в случае применения СУ необходимо рассчитывать в соответствии с требованиями ГОСТ 8.586.5.

Относительная погрешность измерений объемного расхода и объема природного газа, приведенных к стандартным условиям, может быть рассчитана в случае применения осредняющих напорных трубок в соответствии с МИ 2667-2004 [2], турбинных, ротационных и вихревых — в соответствии с ПР 50.2.019-2006 [3] и МИ 3235-2009 [4], ультразвуковых — в соответствии с СТО Газпром 5.2.

В случае применения массовых расходомеров оценка относительной погрешности измерений объемного расхода и объема природного газа, приведенных к стандартным условиям, может быть выполнена в соответствии с МИ 3082-2007 [5].

4.4 Состав узлов измерений

4.4.1 Состав узла измерений должен определяться применяемым способом измерений расхода и объема газа и требованиями МВИ, регламентирующей технологический процесс измерений на узле измерений.

В общем случае в состав узла измерений входят:

- технологическое оборудование;
- ИС.

Структурная схема КТС узла измерений приведена в приложении А.

4.4.2 В состав технологического оборудования должны входить:

- при применении метода переменного перепада давления:

- а) измерительные трубопроводы;
- б) запорная арматура ИТ;
- в) стандартное СУ или осредняющая напорная трубка;
- г) камера для отбора перепада давления на СУ;

д) вспомогательное оборудование и устройства (фильтры, пробоотборные зонды, конденсатосборники, УПП или струевыпрямители и т.д.);

- при измерении объемного расхода (объема) газа с помощью СИ объемного расхода газа при рабочих условиях с последующим его пересчетом к стандартным условиям:

- а) ИТ;
- б) катушка.

Примечание – Катушка предназначена для обеспечения возможности монтажа контрольного ПР в случае, когда контрольный ПР устанавливают только на период контроля рабочего ПР. Она представляет собой отрезок трубы с фланцами с длиной, равной длине контрольного ПР, и условным проходом, равным DN ИТ;

- в) запорная арматура ИТ;

г) вспомогательное оборудование и устройства (фильтры, пробоотборные зонды, конденсатосборники, УПП или струевыпрямители и т.д.);

- при измерении массового расхода (массы) газа с помощью СИ массового расхода с последующим его (ее) пересчетом к объемному расходу (объему) при стандартных условиях:

- а) ИТ;
- б) запорная арматура ИТ;
- в) катушка;

г) вспомогательное оборудование и устройства (фильтры, пробоотборные зонды, конденсатосборники, УПП или струевыпрямители и т.д.).

4.4.3 В состав ИС в общем случае должны входить:

- СИ для определения количества газа;
- СИ для контроля качества газа;
- средства обработки результатов измерений.

4.4.3.1 Состав СИ для определения количества газа:

- при применении метода переменного перепада давления — СИ перепада давления на СУ (осредняющей напорной трубке), давления и температуры газа;

- при измерении объемного расхода (объема) газа с помощью СИ объемного расхода при рабочих условиях с последующим его пересчетом к стандартным условиям:

а) ПР;

б) СИ давления и температуры газа;

- при измерении массового расхода (массы) газа с помощью СИ массового расхода с последующим его (ее) пересчетом к объемному расходу (объему) при стандартных условиях:

а) ПР;

б) СИ давления с соединительными линиями и/или температуры газа при необходимости корректировки показаний ПР.

4.4.3.2 Состав СИ для контроля показателей качества газа:

- СИ компонентного состава газа;
- СИ температуры точки росы по влаге;
- СИ температуры точки росы по углеводородам.

4.4.3.3 Состав средств обработки результатов измерений:

- вычислители;
- корректоры;
- БОИ.

4.4.4 Компоновку узлов измерений рекомендуется выполнять по схемам, примеры которых приведены в приложении Б. Узлы измерений III и IV категорий, а также узлы измерений классов В, Г и Д могут выполняться по упрощенной технологической схеме, в том числе без применения коллекторных схем.

4.4.5 В состав узлов измерений I категории рекомендуется включать эталонные СИ для контроля метрологических характеристик СИ температуры, давления и перепада давления. Состав и характеристики эталонных СИ и оборудования устанавливают на этапе проектирования и указывают в соответствии с СТО Газпром 2-1.15-205 в разделе «Метрологическое обеспечение» проектной документации.

4.4.6 На узлах измерений класса А для повышения надежности и достоверности измерений объема газа необходимо применять дублирующие СИ температуры, давления и перепада давления, расхода, средства измерений ФХП и вычислительные устройства. При этом ИС должна обеспечивать непрерывный анализ результатов измерений параметров и расхода газа основных и дублирующих средств измерений. На узлах измерений классов Б и В дублируются вычислительные устройства и СИ параметров потока (давление, перепад давления, температура).

4.4.7 На узлах измерений IV категории, на которых максимальный объемный расход газа при рабочих условиях находится в пределах 16–100 м³/ч и избыточное давление газа не более 0,005 МПа, допускается использование ПР с коррекцией объема газа только по его температуре. При этом необходимо применять условно-постоянные значения давления и коэффициента сжимаемости газа.

4.4.8 На узлах измерений IV категории, на которых максимальный объемный расход газа при рабочих условиях менее 16 м³/ч и избыточное давление газа не более 0,005 МПа, допускается осуществлять с помощью бытовых счетчиков газа.

4.4.9 Необходимость применения вспомогательного оборудования и устройств определяется конструкцией узла измерений и применяемыми СИ, характеристиками измеряемой среды, требованиями применяемой МВИ, требованиями других действующих НД.

5 Требования к измерительной системе

5.1 Общие требования

ИС узла измерений предназначена для измерений, сбора, обработки, передачи информации о количестве и показателях качества газа, диагностики и конфигурирования СИ.

ИС узла измерений по функциональному составу должна включать:

- ПР;
- СИ параметров потока (температура, давление);
- СИ показателей качества и компонентного состава;
- вычислители и корректоры;
- БОИ (в случае отсутствия функций, предусмотренных в 5.9.3, в вычислителе, хроматографе и СИ точки росы по влаге и углеводородам) для узлов измерений расхода природного газа классов А, Б и В.

Примечание — В состав ИС могут не включаться вычислители, если их функции выполняет БОИ.

Структура ИС узла измерений должна предусматривать программно-аппаратные решения для обмена информацией с системой «верхнего уровня». Информационный обмен должен быть организован с использованием стандартных и открытых протоколов передачи данных.

Перечень информации, контролируемой в ИС, с указанием информации, передаваемой на «верхний уровень», представлен в приложении В.

Взаимодействие ИС с АСУ ТП должно осуществляться через САУ объекта или с использованием линий связи АСУ ТП (при установке удаленного информационно-измерительного терминала (АРМ) на «верхнем уровне»). При отсутствии возможности полноценной интеграции допускается интеграция БОИ непосредственно в АСУ ТП.

5.2 Требования к функциям измерительной системы

5.2.1 ИС узла измерений в общем случае должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- измерение объемного расхода в рабочих условиях;
- измерение давления и температуры среды;
- автоматическое определение объемного расхода и объема природного газа, приведенных к стандартным условиям, теплоты сгорания по каждому ИТ и по узлу измерений в целом;
- автоматическое определение показателей качества и компонентного состава газа;
- автоматический сбор и обработка сигналов, поступающих от измерительных преобразователей;
- измерение массового расхода;
- регистрация и отображение измерительной информации по месту по запросу;
- автоматический контроль значений измеряемых величин, передача в САУ технологического объекта аварийной и предупредительной сигнализации при их выходе за допускаемые пределы;
- формирование усредненных значений измеренных величин;
- формирование архива данных и журнала аварийных сообщений и вмешательств;
- передача данных на вышестоящий уровень.

Перечень функций ИС должен соответствовать таблице 2.

5.2.2 Перечень параметров состояния и физико-химических показателей газа, подлежащих определению ИС узла измерений в зависимости от применяемого способа определения расхода и количества газа при стандартных условиях, приведен в таблице Г.1 приложения Г.

5.2.3 Перечень теплофизических параметров газа, которые используются в уравнениях для вычисления расхода и количества газа, а также методы их определения приведены в таблице Г.2 приложения Г.

5.3 Общие требования к средствам измерений

5.3.1 К эксплуатации на узлах измерений допускаются СИ, прошедшие с положительными результатами испытания для целей утверждения типа СИ в соответствии с Порядком [6]. Предпочтение следует отдавать СИ, рекомендованным к применению на объектах ОАО «Газпром в установленном в СТО Газпром 5.29 порядке.

На узлах измерений коммерческих СИ, применяемых для измерений расхода и количества газа, должно быть действующее поверительное клеймо или свидетельство о поверке. СИ параметров, используемых для контроля работоспособности узла измерений и выполнения требований к условиям измерений, должны иметь действующее калибровочное клеймо или сертификат о калибровке (допускается действующее поверительное клеймо или свидетельство о поверке).

Перечень СИ, подлежащих поверке, приведен в МИ 2273-93 [7] и Р Газпром 5.4-2009 [8].

На хозрасчетных, технологических узлах измерений расхода и количества газа СИ должны иметь действующее калибровочное клеймо или сертификат о калибровке (допускается поверительное клеймо или свидетельство о поверке).

5.3.2 Уровень взрывозащиты и степень защиты СИ следует выбирать с учетом категории помещения, здания и наружной установки по классам взрывоопасных и пожароопасных зон в соответствии с Правилами [9].

Классификация помещений, зданий и наружных установок по классам взрывоопасных и пожароопасных зон приведена в СП 12.13130.2009 [10].

5.3.3 Условия применения СИ должны соответствовать требованиям их изготовителей к климатическим и рабочим условиям эксплуатации, характеристикам энергоснабжения, допустимой напряженности магнитных полей и уровню промышленных радиопомех.

5.4 Выбор типа первичного преобразователя расхода

5.4.1 При выборе типа ПР необходимо учитывать рекомендуемые области их применения, приведенные в таблице 4.

Таблица 4 — Рекомендуемые области применения ПР

Метод измерений или тип ПР	Внутренний диаметр трубопровода, мм	Абсолютное давление газа, МПа	Диапазон расходов ¹⁾	Типы узлов измерений	Динамические изменения расхода	Примечание
Метод переменного перепада давления с СУ	От 150 до 1000	Свыше 0,2	1:10 (с двумя преобразователя- ми перепада давления)	2), 3)	Переменные, пульсирующие ⁴⁾	—
Метод переменного перепада давления с осредняющей напорной трубкой	От 300 до 1400	Свыше 0,6	1:10 (с двумя преобразователя- ми перепада давления)	2), 3)	Прерывистые, переменные, пульсирующие ⁴⁾	Не рекомендуются для узлов измерений ком- мерческих расходов газа
Турбинный	От 50 до 300	Свыше 0,10	1:5 1:20	2) 3)	Переменные ⁵⁾	—
Корпусной ультразвуковой	От 100 до 700	Свыше 0,3	1:20 1:30	2) 3)	Прерывистые, перемен- ные, пульсирующие	—
Ультразвуковой с накладными или врезными датчиками	От 100 до 1400	Свыше 1,0	1:50	2), 3)	Прерывистые, переменные, пульсирующие	Не рекомендуются для узлов измерений коммерческих расхо- дов газа
Ротационный	От 50 до 200	От 0,10 до 1,6	1:20 1:100	2) 3)	Прерывистые, перемен- ные, пульсирующие	—
Вихревой	От 50 до 300	От 0,15 до 1,6	1:20	2), 3)	Прерывистые, перемен- ные, пульсирующие ⁶⁾	—
Диафрагменный (мембранный)	От 20 до 50	От 0,10 до 0,15	1:150	2), 3)	Прерывистые, перемен- ные, пульсирующие	—
Кориолисовый	От 50 до 150	Свыше 0,6	1:10	2), 3)	Прерывистые, переменные	—

Метод измерений или тип ПР	Внутренний диаметр трубопровода, мм	Абсолютное давление газа, МПа	Диапазон расходов ¹⁾	Типы узлов измерений	Динамические изменения расхода	Примечание
Массовый термоанемометри- ческий (корпусной)	От 20 до 100	От 0,05 до 4,0	1:50	2), 3)	Прерывистые, переменные, пульсирующие	Рекомендуется для измерений расхода газа для утилизации, для технологических измерений
Массовый термоанемометри- ческий (врезной)	От 80 до 1400	От 0,05 до 7,0	1:50	2), 3)	Прерывистые, переменные, пульсирующие	
¹⁾ Для расширения диапазона расходов, указанного в столбце, применяют несколько ПР, которые устанавливаются на узле измерений, изготовленном на основе коллекторных схем.						
²⁾ Все узлы измерений класса А и узлы измерений класса Б I и II категорий.						
³⁾ Все узлы измерений классов В, Г и узлы измерений класса Б III и IV категорий.						
⁴⁾ Рекомендации по применению метода переменного перепада давления для пульсирующих потоков приведены в ГОСТ 8.586.5.						
⁵⁾ Ограничения по применению турбинных ПР для прерывистых, пульсирующих потоков и потоков со звуковыми колебаниями приведены в МИ 3082–2007 [5].						
⁶⁾ Имеются ограничения по амплитуде и частоте колебаний (см. НД на конкретный вихревой расходомер).						
Примечание – Возможность применения ПР вне областей, указанных в таблице, должна подтверждаться данными описания типа СИ и информацией о надежности работы ПР в данных областях.						

5.4.2 Для выбранного типа ПР необходимо учитывать дополнительные требования к характеристикам ПР и условиям их монтажа.

5.4.2.1 В случае применения метода переменного перепада давления для диафрагм необходимо учитывать требования ГОСТ 8.586.1, ГОСТ 8.586.2 и ГОСТ 8.586.5, для осредняющих напорных трубок – МИ 2667-2004 [2].

5.4.2.2 В случае применения турбинных ПР следует учитывать требования ПР 50.2.019-2006 [3] и следующие рекомендации:

- турбинные ПР рекомендуется выбирать тех типов, у которых датчик температуры и отверстие для отбора давления размещены в корпусе счетчика;
- турбинные ПР не рекомендуется устанавливать в нижней части ИТ, где возможно скопление конденсата;
- газовый поток должен быть очищен от механических примесей и капельной жидкости. Условия применения фильтров перед ПР и технические требования к степени очистки газа должны быть установлены разработчиком ПР.

5.4.2.3 В случае применения ультразвуковых ПР следует учитывать требования СТО Газпром 5.2, Р Газпром 5.6-2009 [11] и следующие рекомендации:

- на узлах измерений I и II категорий следует использовать ультразвуковые ПР с четырьмя или более акустическими каналами;
- для измерений расхода и количества газа, содержащего загрязнения, рекомендуется установить перед ПР фильтр-сепаратор.

5.4.2.4 При выборе вихревых ПР следует руководствоваться требованиями ПР 50.2.019-2006 [3] и следующими рекомендациями:

- на узлах измерений III и IV категорий следует применять вихревые ПР, которые обеспечивают компенсацию влияния числа Re ;
- для измерений расхода и количества газа высокого и среднего давлений следует применять вихревые ПР тех типов, которые обеспечивают компенсацию сжимаемости газа;
- для узлов измерений, размещенных на газорегуляторных пунктах, следует выбирать вихревые ПР, обеспечивающие помехоустойчивое выделение частоты;
- должны быть минимизированы вибрации трубопровода.

Рекомендуется, чтобы пульсации расхода не превышали 3 % от его среднего значения. Если пульсации расхода газа превышают указанный предел, то вихревой ПР может быть использован при условии, что частота пульсаций потока не превышает 25 % частоты пульсаций распространения вихрей, а пульсации расхода не превышают 20 % от его среднего значения.

5.4.2.5 Ротационные ПР рекомендуется применять на узлах измерений с прерывистыми режимами потребления газа, имеющими место при периодическом включении и выключении газового потока, например, для измерений потребления газа блочными котельными.

При выборе ротационных ПР следует учитывать требования ПР 50.2.019-2006 [3].

Ротационные ПР не рекомендуется устанавливать в нижней части ИТ, где возможно скопление конденсата.

Степень фильтрации газа перед ротационным ПР должна быть не хуже 100 мкм, если иное не оговаривается в технической документации на применяемый ПР. Ротационный ПР рекомендуется устанавливать на вертикальном участке при направлении потока сверху вниз. Ротационный ПР может быть установлен как до, так и после регулятора давления.

5.4.2.6 Диафрагменные (мембранные) счетчики рекомендуются для измерений расхода газа низкого давления. При этом расход газа — не более 65 м³/ч.

При измерении расхода газа менее 16 м³/ч следует применять счетчики с температурной компенсацией, если они установлены в неотапливаемых помещениях. Счетчики без температурной компенсации следует устанавливать в отапливаемых помещениях.

Если максимальное значение расхода газа на узле измерений превышает 16 м³/ч (см. также 4.4.7 и 4.4.8), то счетчик должен быть снабжен электронным корректором, который должен обеспечивать регистрацию импульсов, поступающих от счетчика, измерять температуру газа и вычислять объем газа, приведенный к стандартным условиям. При этом применяют условно-постоянные значения давления и коэффициента сжимаемости газа.

5.4.2.7 Кориолисовый ПР рекомендуется для измерений расхода и количества газа высокого давления на узлах измерений III и IV категорий.

С целью снижения влияния шума на показания расходомера и уменьшения времени отклика ПР на изменение расхода рекомендуется применять сенсоры кориолисовых ПР, обеспечивающие предварительную цифровую обработку сигнала.

Вибрации ИТ должны быть минимизированы.

5.4.2.8 Средства измерений расхода природного газа, устанавливаемые на узлы измерений классов А, Б (I) и В (I) (см. 4.4.1 и 4.4.2), должны пройти поверку (калибровку) на стенде высокого давления в рабочих условиях на рабочей среде.

5.5 Выбор типоразмера преобразователя расхода

5.5.1 При выборе типоразмера ПР должны выполняться условия:

$$q_{c.в} \geq q_{c \max} \quad (5.1)$$

$$q_{c.н} \leq q_{c \min} \quad (5.2)$$

где $q_{c.в}$ и $q_{c.н}$ — максимальный и минимальный объемные расходы газа, приведенные к стандартным условиям, которые могут быть измерены с помощью выбранного ПР и СИ пара-

метров потока и среды с относительной погрешностью, находящейся в пределах допускаемых значений;

$q_{c \max}$ и $q_{c \min}$ — максимальный и минимальный объемные расходы газа, приведенные к стандартным условиям, на узле измерений.

Значения $q_{c \max}$ и $q_{c \min}$ следует определять по данным эксплуатационной документации на применяемое оборудование, потребляющее газ, или на основании режимов транспортировки или поставки газа.

5.5.2 Максимальная скорость газа в ИТ не должна превышать 25 м/с.

Значение максимальной скорости газа в ИТ в зависимости от параметров потока и среды на узле измерений следует определять по формулам:

- при наибольшем объемном расходе при стандартных условиях для выбранного типоразмера ПР и применяемых СИ параметров потока и среды

$$\bar{w}_{\max} = q_{c \max} \frac{4}{\pi D^2} \frac{T_{\max} p_c K}{T_c p_{\min}}, \quad (5.3)$$

где K — коэффициент сжимаемости природного газа, рассчитанный при $p_{\min}$ и $T_{\max}$;

- при наибольшем объемном расходе газа при рабочих условиях для выбранного типоразмера ПР

$$\bar{w}_{\max} = q_{v \max} \frac{4}{\pi D^2}; \quad (5.4)$$

- при наибольшем массовом расходе газа для выбранного типоразмера ПР

$$\bar{w}_{\max} = q_{m \max} \frac{4}{\pi D^2} \frac{1}{\rho_{\max}}. \quad (5.5)$$

5.5.3 При выборе типоразмера ультразвукового ПР следует обеспечивать максимальную скорость газа в ПР не более допускаемого значения, установленного в технической документации ПР, которая была бы менее 0,25 скорости звука в природном газе при рабочих условиях. Скорость звука следует рассчитывать в соответствии с разделом 5 ГОСТ 30319.1, подразделом 4.3 ГОСТ 30319.3, Р Газпром 5.3-2009 [12] или в соответствии с документом [13].

5.5.4 Потери давления на ПР не должны превышать установленных в технической документации ПР допускаемых значений, а также должны удовлетворять двум условиям:

$$\Delta p \leq 0,25 \rho_{\text{и}}; \quad (5.6)$$

$$\Delta p \leq 0,1 \text{ МПа}. \quad (5.7)$$

Потери давления на ПР при известном значении коэффициента гидравлического сопротивления ПР (ξ) и скорости газа в ИТ ($\bar{w}$) следует рассчитывать по формуле

$$\Delta\omega = \xi \frac{\rho \bar{w}^2}{2}. \quad (5.8)$$

При известном значении потери давления ($\Delta\omega_p$) на ПР при заданных в технической документации значениях давления, плотности газа при стандартных условиях и расхода газа (p_p , ρ_{cp} и q_{vp}) потери давления ($\Delta\omega$) на ПР для конкретных рабочих условий (p , ρ_c и q_v) следует рассчитывать по формуле

$$\Delta\omega = \Delta\omega_p \left(\frac{\rho_c P}{\rho_{cp} P_p} \right) \left(\frac{q_v}{q_{vp}} \right)^2. \quad (5.9)$$

5.5.5 Выбор геометрических характеристик СУ, внутреннего диаметра ИТ и числа ИТ, количества и типоразмеров преобразователей перепада давления, необходимых для измерений расхода в диапазоне от $q_{c \min}$ до $q_{c \max}$, может быть выполнен на основании рекомендаций приложения В ГОСТ 8.586.1.

Расчет внутреннего диаметра и числа ИТ в случае применения осредняющих напорных трубок необходимо проводить по заданной допустимой скорости потока среды или по заданным значениям верхней границы диапазона измерений перепада давления.

5.5.6 Выбор типоразмера преобразователей объемного расхода (турбинного, камерного, вихревого, ультразвукового и пр.) и массового расхода и их числа рекомендуется выполнять в последовательности, изложенной в МИ 3082-2007 [5].

5.6 Пределы допускаемой относительной погрешности преобразователей расхода

На узлах измерений в зависимости от их производительности (см. 4.1.1) и места размещения (см. 4.1.2) рекомендуется применять ПР, пределы допускаемой основной относительной погрешности которых не превышают указанных в таблице 5.

Таблица 5 – Пределы допускаемой основной относительной погрешности ПР

Категория	Предел допускаемой основной относительной погрешности ПР, %, в зависимости от класса узла измерений				
	А	Б	В	Г	Д*
I	0,5	0,5	0,5	1,5	4,0
II	0,5	0,5	1,0	1,5	4,0
III	0,5	1,0	1,5	2,0	4,0
IV	0,5	1,5	1,5	2,0	4,0

* Предел допускаемой относительной погрешности ПР, применяемых на узлах технологических измерений, определяют исходя из необходимости соблюдения установленной нормы погрешности измерений для обеспечения технологического процесса.

Для оснащения узлов измерений I и II категорий классов А, Б и В рекомендуется использовать объемный метод измерений расхода, в случае применения метода переменного перепада давления следует использовать диафрагмы, расширенная неопределенность коэффициента истечения которых не превышает 0,5 %.

5.7 Средства измерений параметров потока газа

5.7.1 На узлах измерений в зависимости от их производительности (см. 4.1.1) и места размещения (см. 4.2.2) рекомендуется применять преобразователи давления и перепада давления, пределы допускаемой основной приведенной погрешности которых не превышают указанных в таблице 6.

Таблица 6 – Пределы допускаемой основной приведенной погрешности преобразователей давления и перепада давления

Категория	Предел допускаемой основной приведенной погрешности преобразователей давления и перепада давления, %, в зависимости от класса узла измерений				
	А	Б	В	Г	Д
I	0,10	0,10	0,15	0,25	0,25
II	0,10	0,10	0,15	0,25	0,25
III	0,10	0,15	0,25	0,25	0,25
IV	0,10	0,25	0,25	0,25	0,25

В целях соблюдения требований к пределам допускаемой относительной погрешности или расширенной неопределенности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, указанным в таблице 3, рекомендуется выполнение следующих требований:

- преобразователи давления и перепада давления должны эксплуатироваться в пределах паспортных рабочих диапазонов СИ;
- в случае применения метода переменного перепада давления преобразователь давления должен эксплуатироваться при значениях давления не ниже 20 %, а преобразователь перепада давления — при значениях перепада давления не ниже 9 % от верхнего предела рабочего диапазона СИ;
- в случае измерений объемного расхода (объема) газа при рабочих условиях с помощью СИ объемного расхода с последующим его пересчетом к стандартным условиям объемных ПР преобразователи давления должны эксплуатироваться при значениях давления не ниже 20 % верхнего предела рабочего диапазона СИ.

Если измерение абсолютного давления выполняют с помощью СИ атмосферного и избыточного давлений, то абсолютная погрешность СИ атмосферного давления должна отвечать условию

$$\Delta p_a \leq 0,005 p_{\text{и}} \gamma_{\text{рн}}, \quad (5.10)$$

где $\gamma_{\text{рн}}$ — предел основной допускаемой приведенной погрешности СИ избыточного давления.

При избыточном давлении газа не более 1,6 МПа рекомендуется использовать преобразователи абсолютного давления.

5.7.2 На узлах измерений в зависимости от их производительности (см. 4.1.1) и места размещения (см. 4.1.2) для измерений температуры газа рекомендуется применять термопреобразователи сопротивления с классом допусков, не хуже указанных в таблице 7.

Таблица 7 — Классы допусков термопреобразователей сопротивления, рекомендуемых для применения на узлах измерений

Категория	Класс допуска термопреобразователей сопротивления по ГОСТ Р 8.625 в зависимости от класса узла измерений				
	А	Б	В	Г	Д
I	А или АА	А или АА	А	В	В
II	А или АА	А	А	В	В
III	А или АА	А	В	В	В
IV	А или АА	В	В	В	В

5.8 Средства измерений физико-химических показателей газа

5.8.1 При выборе типа хроматографа необходимо учитывать следующие требования.

Хроматограф должен обеспечивать определение молярной доли компонентов в газе в соответствии с подразделом 5.3 ГОСТ 31371.7.

Хроматограф должен обеспечивать определение и передачу значений следующих параметров:

- содержание измеренных компонентов природного газа;
- плотность газа при стандартных условиях;
- высшая и низшая объемная теплота сгорания газа;
- относительная плотность газа (удельный вес);
- число Воббе (высшее).

Хроматограф должен обеспечивать выполнение следующих функций:

- формирование архивов среднечасовых и среднесуточных значений определяемых параметров, вмешательств, аварийных ситуаций;
- контроль вводимых (вручную или автоматически) значений параметров и блокировку значений, выходящих за установленные границы;

- возможность просмотра и корректировки параметров определения базовых линий, правильности разметки и идентификации пиков на хроматографе;
- возможность контроля правильности градуировки хроматографа по определенным критериям.

Отбор проб газа при непрерывном анализе потоковыми хроматографами следует осуществлять в соответствии с ГОСТ 31370.

Допускается выполнять отбор проб газа из каждого ИТ при объединении отборов в единый коллектор, идущий к узлу редуцирования хроматографа.

5.8.1.1 Хроматограф на основании произведенных измерений и вычислений должен обеспечивать формирование следующих архивов:

- разовых измерений;
- периодических усреднений;
- суточных усреднений;
- вмешательств и аварийных событий.

5.8.1.2 Продолжительность измерений параметров потоковым хроматографом (включая вычисления) должна составлять не более 15 мин.

5.8.1.3 С целью коррекции и синхронизации времени во всех устройствах ПТК хроматографы должны обеспечивать ввод значений текущего времени в автоматическом режиме.

5.8.1.4 Хроматографы должны обеспечивать связь с БОИ по стандартным интерфейсам с использованием открытых протоколов.

5.8.1.5 В состав КТС для узлов измерений класса А должны включаться два хроматографа: основной и дублирующий.

5.8.2 Определение плотности газа при стандартных условиях следует проводить по компонентному составу газа расчетным методом в соответствии с ГОСТ 31369.

5.8.3 Значения показаний точки росы по влаге и углеводородам устанавливают по показаниям СИ, монтированных на магистралях.

Пробоотборник СИ точки росы по влаге и углеводородам или его датчик (преобразователь) следует устанавливать на ИТ либо на входном или выходном коллекторе. При установке на ИТ пробоотборник рекомендуется устанавливать после ПР.

Диапазоны СИ точек росы газа по влаге и углеводородам должны включать возможные диапазоны изменений точек росы газа в магистральных трубопроводах при рабочих условиях.

Основная абсолютная погрешность измерений температуры точки росы по влаге и углеводородам должна быть не более ± 1 °С .

5.8.3.1 СИ, применяемые для определения температуры точки росы по влаге и углеводородам, должны обеспечивать выполнение следующих функций:

- вычисление средних за час и за контрактные сутки измеренных и расчетных значений параметров;
- накопление в архивах измеренных и расчетных значений;
- регистрацию аварий и событий и их хранение в архивах аварий и событий соответственно;
- обеспечение связи с БОИ по стандартным интерфейсам с использованием открытых протоколов.
- пересчет измеренных значений на контрактное давление (при необходимости).

5.8.3.2 СИ, применяемые для определения температуры точки росы по влаге и углеводородам, на основании произведенных измерений и вычислений должны обеспечивать формирование следующих архивов:

- разовых измерений;
- периодических усреднений;
- суточных усреднений;
- вмешательств и аварийных событий.

5.9 Вычислители и корректоры

5.9.1 К применению в проектах должны допускаться корректоры и вычислители объема и объемного расхода (далее — вычислители), прошедшие испытания для целей утверждения типа СИ и внесенные в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

5.9.2 При использовании во взрывоопасной зоне вычислители должны иметь сертификат о взрывозащите.

5.9.3 Вычислители должны автоматически определять объемный расход и объем газа, приведенные к стандартным условиям, формировать и сохранять архивы за установленные отчетные периоды измерений:

- минутный — ежеминутные записи (рекомендуемый);
- часовой — почасовые записи;
- суточный — ежесуточные записи.

5.9.4 В архиве вычислителя должны храниться не менее чем за 35 сут следующие данные:

- среднечасовые значения температуры, абсолютного давления газа и перепада давлений (при применении ПР переменного перепада давлений);

- среднечасовые объемы газа при рабочих условиях (для турбинных, ультразвуковых, ротационных и вихревых расходомеров);
- среднечасовые массовые расходы газа (для массовых ПР);
- среднечасовые объемы газа, приведенные к стандартным условиям;
- среднесуточные значения температуры, абсолютного давления газа и перепада давлений (при применении ПР переменного перепада давлений);
- среднесуточные объемы газа при рабочих условиях (для турбинных, ультразвуковых, ротационных и вихревых ПР);
- среднесуточные массовые расходы газа (для массовых ПР);
- среднесуточные объемы газа, приведенные к стандартным условиям.

5.9.5 Вычислители должны обеспечивать регистрацию аварий и событий и их хранение в соответствующих архивах в объеме не менее 50 событий.

5.9.6 По каждой измерительной линии интервал времени между двумя отдельными последовательными измерениями параметров (включая вычисления) должен составлять не более 5 с.

Вычислитель должен обеспечивать периодический, не более чем через 5 с, расчет по каждому ИТ расхода газа, приведенного к стандартным условиям.

5.9.7 Вычислители должны обеспечивать возможность периодического получения и регистрации значений условно-постоянных величин (плотности газа при стандартных условиях, компонентного состава газа, атмосферного давления, договорных значений контролируемых параметров на случай отказа СИ и пр.).

5.9.8 Вычислители должны обеспечивать ввод значений текущего времени в автоматическом режиме с целью коррекции и синхронизации времени во всех устройствах ПТК.

5.9.9 Относительная погрешность вычислителя не должна выходить за пределы допускаемых значений:

- $\pm 0,01 \%$ — по показаниям и регистрации объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям (вычисление по заданным параметрам) для узлов измерений I категории;
- $0,02 \%$ — по показаниям и регистрации объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям (вычисление по заданным параметрам) для узлов измерений II категории.

5.9.10 Вычислитель должен иметь дисплей, на котором должны отображаться:

- абсолютное (избыточное) давление газа;
- перепад давления (при применении метода переменного перепада давления);
- температура газа;
- расход газа при рабочих условиях и/или приведенный к стандартным условиям;

- объем газа, приведенный к стандартным условиям, накопленный нарастающим итогом;
- удельная теплота сгорания газа.

При необходимости на дисплей могут выдаваться промежуточные значения вычислений и данные архива.

5.9.11 Вычислитель должен обеспечивать возможность считывания с него через устройство приема/передачи информации (переносного устройства сбора информации, компьютера и т.п.):

- архивной информации;
- протоколов нештатных ситуаций;
- параметров конфигурации;
- сведений о вмешательствах в работу вычислителя.

5.9.12 Вычислители должны быть защищены от несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результаты измерений расхода и количества газа, на формирование и сохранение архивов. В вычислителе должны быть предусмотрены система паролей на ввод/вывод и изменение информации и защита от вмешательства в процесс формирования и сохранения архивов.

5.9.13 В вычислителях должна быть предусмотрена связь с БОИ (при наличии) по стандартным интерфейсам с использованием открытых протоколов.

5.9.14 Предпочтительно использовать вычислители с функциями БОИ.

5.10 Блок обработки информации

5.10.1 БОИ представляет собой унифицированный блок обработки и передачи данных о количестве и значениях показателей качества природного газа.

5.10.2 Функции БОИ:

- автоматизированный сбор данных с вычислителей;
- автоматизированный сбор данных с СИ показателей качества газа;
- формирование отчетов;
- формирование архива данных и журнала аварийных сообщений и вмешательств;
- пороговый контроль результатов измерений расчетов вычислителя, хроматографа и СИ точки росы по влаге и углеводородам;
- подсчет среднечасовых результатов измерений и вычисления параметров газа;
- расчет физико-химических параметров;
- формирование журнала параметров количества и показателей качества природного газа;

- формирование журнала данных анализа компонентного состава природного газа;
- запись данных о компонентном составе природного газа в вычислитель;
- обмен данными с системой вышестоящего уровня;
- защита информации от несанкционированного доступа;
- идентификация ПО.

БОИ должен диагностироваться автоматически в процессе работы.

Данные о его неисправности должны сохраняться в журнале аварийных сообщений.

БОИ должен функционировать в непрерывном режиме круглосуточно.

5.10.3 В БОИ должны быть предусмотрены меры защиты информации и программ от разрушения в случае отказов аппаратного обеспечения (в том числе и при длительной потере питания).

5.10.4 ПО БОИ должно включать в свой состав прикладное ПО и сервисное ПО.

Прикладное ПО, влияющее на коммерческую часть информации, должно иметь соответствующие сертификаты.

Сервисное ПО должно иметь в своем составе средства по конфигурированию портов связи и настройке системных параметров, корректировке системной даты и времени БОИ.

5.10.5 БОИ должен строиться на базе средств автоматизации, максимально унифицированных с ПТК САУ.

БОИ должен иметь следующие интерфейсы передачи данных:

- порт последовательного интерфейса передачи данных RS-485 (либо RS-232) или сетевой порт Ethernet для связи с вычислителем;
- порт последовательного интерфейса передачи данных RS-485 (либо RS-232) или сетевой порт Ethernet для связи с автоматическим потоковым хроматографом;
- порт последовательного интерфейса передачи данных RS-485 (либо RS-232) или сетевой порт Ethernet для связи с вышестоящим уровнем;
- сервисный порт для местной или удаленной настройки функций и режимов работы БОИ.

Информационный обмен должен производиться по стандартному протоколу, при этом:

- сбор данных с вычислителя и автоматического потокового хроматографа должен инициироваться БОИ;
- БОИ должен обеспечивать передачу данных по запросу с вышестоящего уровня.

5.10.6 Алгоритмы обработки данных должны быть аттестованы в соответствии с ГОСТ Р 8.564, ГОСТ Р 8.596, МИ 2174-91 [14], МИ 2891-2004 [15], МИ 2955-2005 [16].

6 Требования к технологическому оборудованию

6.1 Выбор технологического оборудования должен осуществляться с учетом максимальной и минимальной проектной производительности узла измерений.

6.2 Монтаж обслуживаемого оборудования и СИ должен обеспечивать возможность свободного к ним доступа. Для возможности демонтажа ПР должны предусматриваться подъемные устройства.

6.3 Технические характеристики и качество материалов и готовых изделий должны быть подтверждены в документации заводов-изготовителей.

6.4 ПР и СИ параметров потока и среды рекомендуется размещать в помещении либо под навесом в зависимости от климатических условий.

6.5 Соединительные линии, предназначенные для передачи давления и перепада давления, следует устанавливать в соответствии с требованиями ГОСТ 8.586.5. При этом рекомендуется обеспечить возможность подключения рабочего эталона к первичным преобразователям давления и перепада давления без их демонтажа для проведения поверки (калибровки).

Соединительные линии могут быть выполнены из нескольких секций труб. При этом соединения секций должны быть неразъемными.

Линии отбора проб газа устанавливают в соответствии с требованиями ГОСТ 31370. Соединения линий отбора проб с блоком пробоотбора, а также с хроматографом и СИ точки росы по влаге и углеводородам должны быть опломбированы.

6.6 Должна быть обеспечена возможность очистки полостей ИТ и коллекторов.

6.7 Система подготовки проб газа должна иметь фильтр, обеспечивающий очистку пробы от механических частиц, капельной жидкости и паров воды перед ее подачей в дозирующее устройство потокового хроматографа.

Линии отбора проб газа должны иметь теплоизоляцию и обогрев.

6.8 Должна быть предусмотрена возможность компенсации тепловых деформаций, исключающей появление механических напряжений в ИТ.

6.9 Конструкция ИТ должна обеспечивать возможность демонтажа ПР для осуществления ремонта, а также для осмотра и очистки внутренней полости ИТ.

6.10 Рекомендуется предусматривать возможность установки эталонного ПР в ИТ для калибровки и поверки рабочих ПР.

6.11 При измерении расхода природных газов, содержащих повышенное количество сероводорода, кислорода и водяных паров, вызывающих коррозию внутренней поверхности газопроводов, ИТ рекомендуется выполнять разборными.

6.12 Для уменьшения длины прямых участков ИТ на узлах измерений, не подверженных засорению ИТ, допускается установка струевыпрямителей или УПП.

6.13 Конструкция струевыпрямителей или УПП должна допускать возможность их периодических осмотров, ревизий и обследований и предусматривать возможность в процессе эксплуатации измерений возникающего на них перепада давления.

6.14 Выбор запорной арматуры должен выполняться с учетом максимального рабочего давления, максимальных и минимальных температур, которые принимает арматура в процессе работы.

6.15 Для безопасного обслуживания ИТ при проведении ремонтных работ и в случае аварийной ситуации необходимо предусмотреть их подключение к свече сброса газа.

6.16 На ИТ рекомендуется использовать запорную арматуру с контролем протечек газа.

6.17 Запорная арматура на байпасе узлов измерений должна пломбироваться.

7 Требования к системам жизнеобеспечения узлов измерений

7.1 Требования к системам электроснабжения и заземления

7.1.1 Узлы измерений I, II и III категорий в целом относятся по обеспечению надежности электроснабжения к потребителям 1-й категории в соответствии с классификацией, приведенной в Правилах [9], а отдельные электроприемники — к особой группе 1-й категории надежности электроснабжения.

К особой группе относятся:

- СИ;
- ИС;
- САУ;
- системы обнаружения пожара, пожаротушения и газообнаружения;
- аварийное электроосвещение.

7.1.2 В состав оборудования узлов измерений входят устройства, являющиеся потребителями электроэнергии переменного тока до 380 В, а также КТС УИРГ. В связи с этим оборудование должно подключаться к защитному заземлению. Вид заземления, а также его параметры должны определяться проектной организацией в соответствии с Правилами [9] и ГОСТ Р 50571.10.

7.1.3 Защита от прямых ударов и вторичного проявления молнии должна быть выполнена в соответствии с СО 153-34.21.122-2003 [17].

7.1.4 Защита от статического электричества должна быть выполнена в соответствии с требованиями РД 39-22-113-78 [18].

При наличии установки (системы) катодной защиты корпуса датчиков давления и перепада давления не должны иметь прямого гальванического соединения с трубопроводом, а ПР не должны иметь прямого гальванического соединения с землей.

7.1.5 Для передачи информации следует применять экранированные кабели с парной скруткой жил или коаксиальные кабели.

Для передачи дискретных сигналов с напряжением 24 В и более следует применять экранированные кабели.

7.1.6 Электрическое освещение должно быть выполнено в соответствии с Правилами [9] и СНиП 23-05-95 [19].

В операторных помещениях должно быть предусмотрено комбинированное освещение: естественное и искусственное.

Аварийное освещение должно быть предусмотрено в операторных и аппаратных помещениях.

На площадках узла измерений должно быть предусмотрено наружное освещение прожекторами или светильниками с газоразрядными лампами.

7.2 Требования к системам отопления, вентиляции и кондиционирования

7.2.1 Требования к микроклимату помещений определяются с учетом характеристик размещаемых СИ, а также дополнительными требованиями, указанными в техническом задании.

7.2.2 Оборудование систем общеобменной вентиляции и воздушного отопления должно иметь 100 %-ный резерв.

7.2.3 Для аварийной вентиляции следует использовать основные системы общеобменной вентиляции с резервными вентиляторами.

7.2.4 В помещениях с приборами, стравливающими газ, а также где хранятся баллоны с CO₂ (система автоматического газового пожаротушения), следует предусмотреть общеобменную приточно-вытяжную вентиляцию в размере трехкратного воздухообмена в час.

Для помещений с нормальной средой кратность воздухообмена не нормируется.

7.2.5 В помещениях категории В-1а согласно Правилам [9] следует предусмотреть аварийно-вытяжную вентиляцию в размере восьмикратного воздухообмена в час, автоматически включающуюся от датчиков загазованности при достижении в помещении взрывоопасной концентрации газа 10 % НПВ. В дополнение к автоматическому включению аварийной вентиляции следует также предусматривать ее ручное и дистанционное включение, располагая пусковое устройство снаружи, у входа в помещение.

7.2.6 Для возмещения и обработки приточного воздуха до необходимых параметров установку отопительно-вентиляционного оборудования следует предусматривать в отдельном помещении.

7.2.7 Забор воздуха для приточной системы вентиляции следует предусматривать за пределами взрывоопасной зоны согласно Правилам [9].

7.2.8 Для приточных вентиляционных систем и систем кондиционирования (воздушное отопление) необходима установка резервного оборудования на полный объем приточного воздуха.

7.3 Требования к системам пожаротушения и пожарной сигнализации

7.3.1 Помещения узла измерений класса А по взрывопожарной или пожарной опасности обустраиваются системами пожаротушения в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.004, ГОСТ Р 12.3.047, Правил [9], Перечня [20], СТО Газпром 2-1.1-094, ВППБ 01-04-98 [21], СНиП 21-01-97 [22], ГОСТ Р 51330.19 и СП 5.13130.2009 [23].

7.3.2 В помещениях узла измерений следует применять системы газового пожаротушения. Порошковое пожаротушение в помещениях узла измерений не применяется.

7.3.3 Помещения класса В-1а и наружные установки В-1г согласно Правилам [9] должны соответствовать требованиям НД по пожаро- и взрывобезопасности.

7.3.4 Приборы и аппараты, устанавливаемые во взрывоопасных помещениях или наружных системах, должны быть взрывонепроницаемого или искробезопасного исполнения.

7.3.5 Выбор электрооборудования, приборов контроля и кабелей следует производить в зависимости от категории производства по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности, класса взрывоопасных и пожароопасных зон, помещений и наружных установок, категории и группы взрывоопасной смеси.

7.3.6 В помещениях, оборудованных установками автоматической пожарной сигнализации, следует предусмотреть автоматическое отключение систем вентиляции и воздушного отопления, а также закрытие огнезадерживающих клапанов в случае возникновения пожара. Для помещений класса А по взрывопожарной или пожарной опасности необходимо предусмотреть дистанционное отключение систем принудительной вентиляции.

7.4 Требования к системам контроля загазованности

7.4.1 На узлах измерений в помещениях класса В-1а согласно Правилам [9] должна предусматриваться система автоматического контроля загазованности.

7.4.2 При достижении концентрации взрывоопасных смесей 10 % НПВ сигнализатор загазованности должен выдавать сигнал на включение светозвуковой сигнализации и аварийной вентиляции. При повышении концентрации взрывоопасных смесей до 20 % НПВ выдается сигнал на аварийную остановку. Решения об аварийной остановке ГИС при повышении концентрации взрывоопасных смесей до 20 % НПВ принимается на основании срабатывания не

менее двух датчиков загазованности, которые должны быть поверены в установленном порядке. Калибровка и метрологическая аттестация измерительных каналов систем агрегатной автоматики, в состав которых входят датчики загазованности, проводятся в установленном ПР 51-00159093-012-2000 [24] порядке.

8 Метрологическое обеспечение

8.1 Метрологическое обеспечение узлов измерений должно включать установление и применение технических и программных средств, метрологических правил и норм, направленных на достижение единства и заданной точности измерений расхода и количества газа.

Метрологическое обеспечение узлов измерений должно осуществляться на всех этапах их разработки.

Метрологическое обеспечение узлов измерений должно отвечать требованиям НД государственной системы обеспечения единства измерений, а также стандартов и других НД системы стандартизации ОАО «Газпром» в части обеспечения единства измерений.

8.2 Требования к метрологическому обеспечению узла измерений приводят в технических требованиях (задании на проектирование) на разработку проектной документации, техническом задании и проектной документации.

8.3 Выполнение требований по метрологическому обеспечению должно быть подтверждено результатами метрологической экспертизы технического задания, проектной документации и приемо-сдаточными испытаниями узла измерений, проводимыми в установленном порядке, включая приемо-сдаточные испытания наиболее важных элементов технологического оборудования (например, камер усреднения СУ, калиброванных участков ИТ, ПР) с участием заинтересованных сторон.

В процессе монтажных работ на узле измерений должен выполняться контроль параметров ИТ (с участием эксплуатирующей организации и контрагента), которые невозможно оценить после завершения монтажа, с составлением акта проверки элементов ИТ и ПР на соответствие требованиям нормативных документов.

8.4 Метрологическую экспертизу проектной документации проводят в соответствии с требованиями РМГ 63-2003 [25] и ПР 51-00159093-014-2000 [26].

Метрологическую экспертизу проводит организация, аккредитованная на право выполнения этих работ.

На метрологическую экспертизу представляют:

- технические требования;

- техническое задание на проектирование узла измерений, утвержденное и согласованное в установленном порядке;

- пояснительную записку;

- материалы рабочей документации проекта, устанавливающие требования к конструкции узла измерений, включая:

- а) схемы и рабочие чертежи монтажа ПР, СИ, вычислительных устройств, вспомогательных устройств (фильтров, струевыпрямителей или УПП), средств контроля показателей качества газа (при их наличии);

- б) схемы и рабочие чертежи прокладки соединительных линий СИ;

- в) электрические схемы соединений СИ, включая вычислительные устройства;

- г) ведомости, пояснительные записки и все материалы проекта, касающиеся организации измерений;

- д) спецификации проекта, устанавливающие номенклатуру, типы, характеристики и количество применяемых ПР, СИ параметров и показателей качества газа, вычислительных устройств.

В случае необходимости на метрологическую экспертизу могут быть затребованы дополнительные материалы.

8.5 Выбор СИ для оснащения узла измерений осуществляют в соответствии с требованиями НД, регламентирующих процедуру выполнения измерений расхода и количества газа на узле измерений. Предпочтение отдают СИ, рекомендованным к применению в ОАО «Газпром».

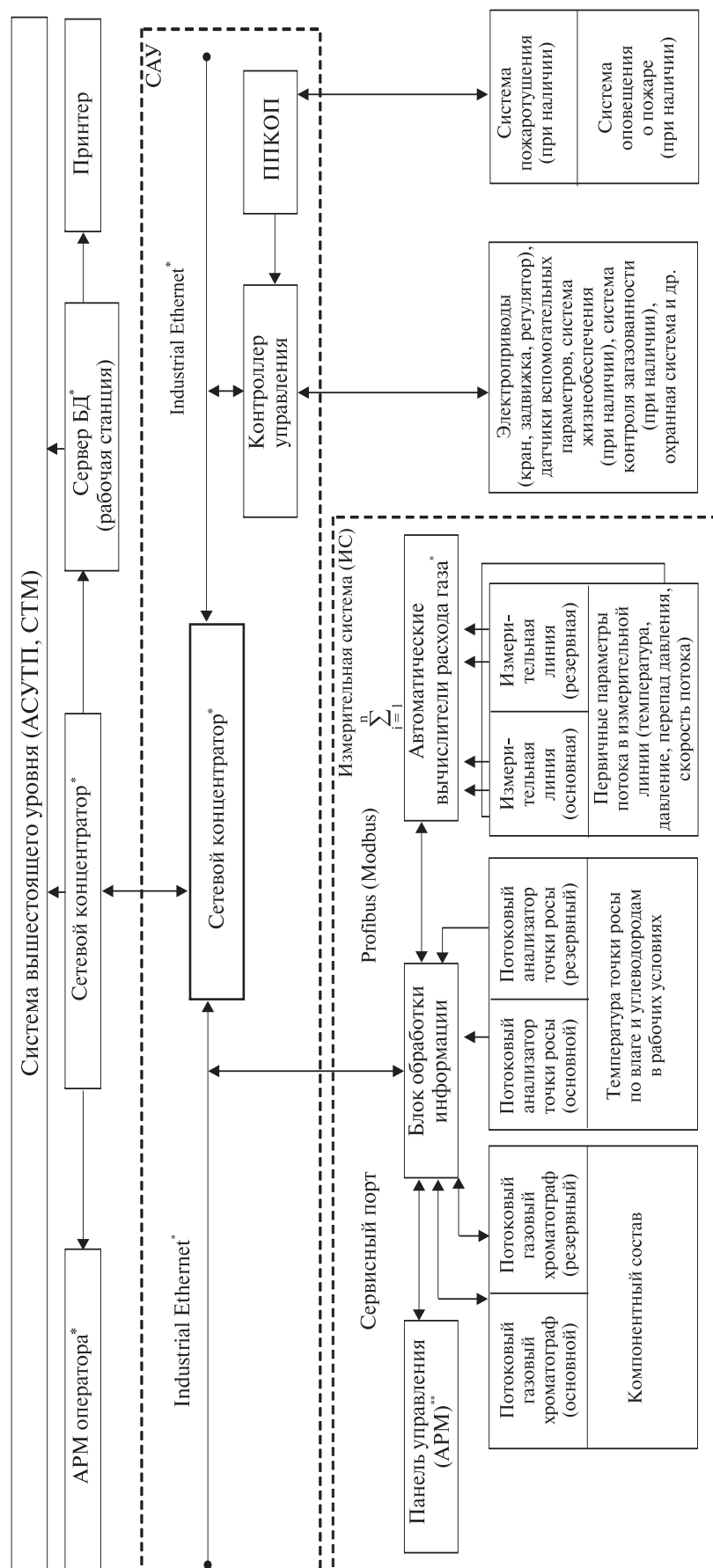
8.6 Выбор рабочих эталонов для контроля метрологических характеристик применяемых на узле измерений СИ температуры, давления и перепада давления рекомендуется выполнять в соответствии с рекомендациями МИ 3082-2007 [5].

8.7 Контроль состояния и применения СИ и РЭ проводят в соответствии с их нормативной, методической и эксплуатационной документацией.

8.8 В составе проектной документации объектов добычи, транспортировки, хранения и переработки природного газа, включающих узлы измерений, должен быть раздел «Метрологическое обеспечение» в соответствии с СТО Газпром 2-1.15-205.

Приложение А
(справочное)

Структурная схема комплекса технических средств узла измерений расхода газа



Примечания

1 ППКОП – прибор приемно-контрольный охранно-пожарный.

2 САУ – система автоматизированного управления.

Резервирование определяется на стадии проектирования.

¹⁰⁰ Решение принимается на стадии проектирования.

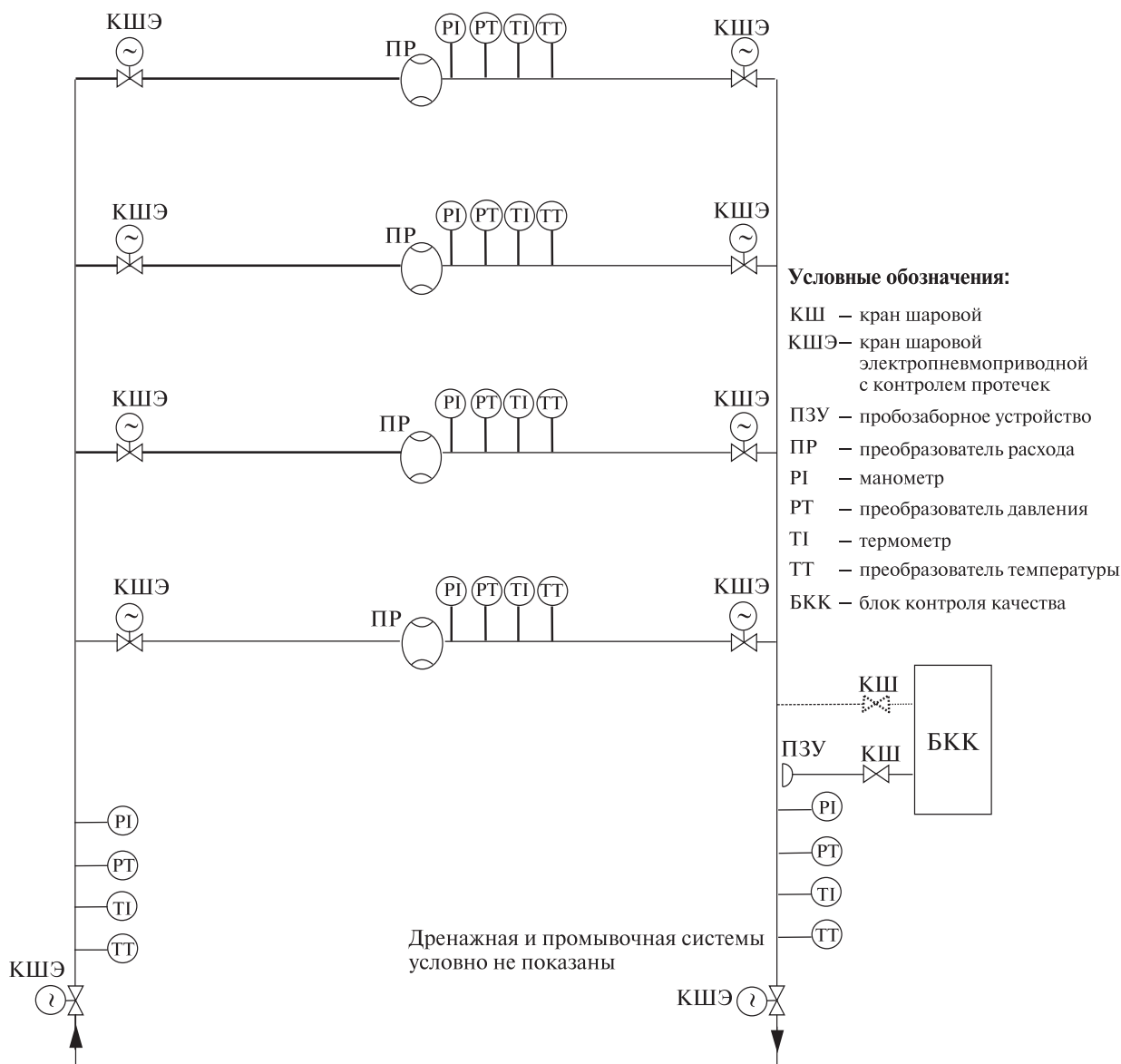
Рисунок Б.1.1 – Схема ГИС

Приложение Б

(рекомендуемое)

Примеры схем узлов измерений

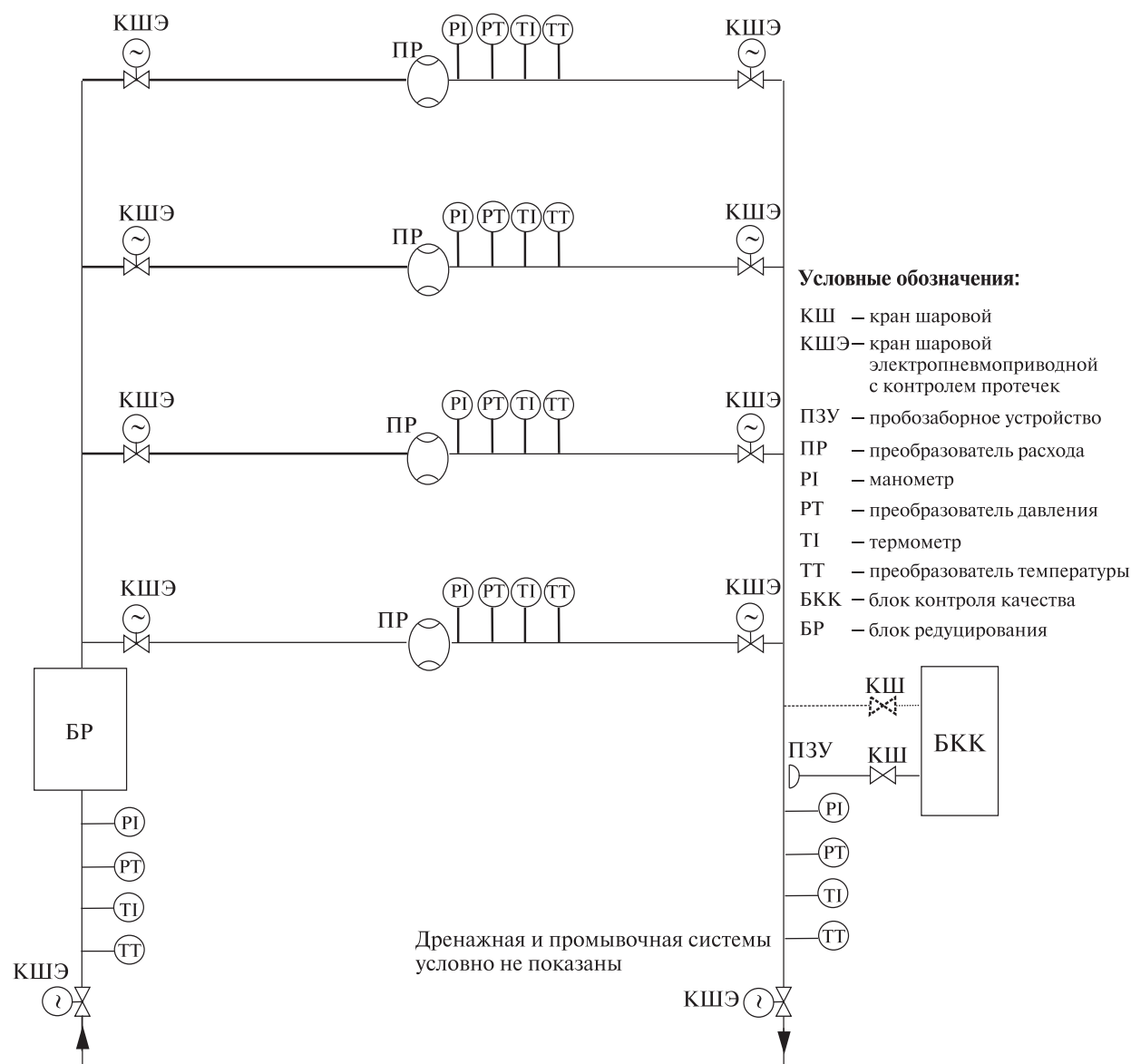
Б.1 Примеры схем узлов измерений большой и средней производительности



Примечания

- 1 Возможные взаимные расположения ПР и преобразователей давления и температуры на ИТ указываются в нормативной документации на данный тип ПР.
- 2 Возможна установка БКК на входе узла измерений.

Рисунок Б.1.1 — Схема ГИС

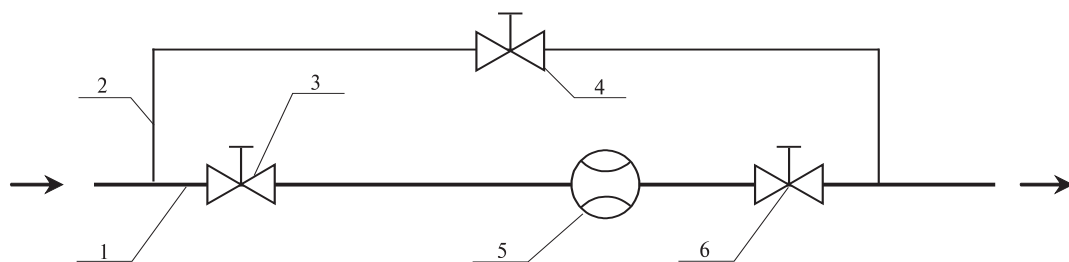


Примечания

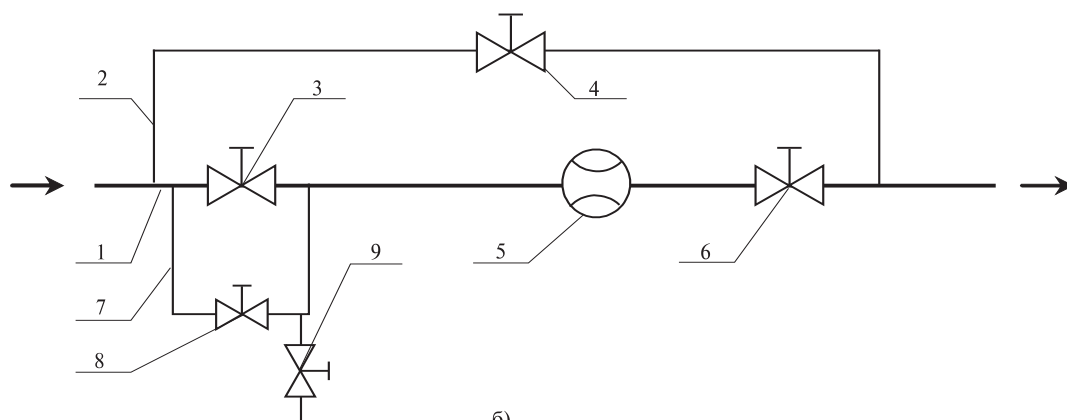
- 1 Возможные взаимные расположения ПР и преобразователей давления и температуры на ИТ указываются в нормативной документации на данный тип ПР.
- 2 Возможна установка БКК на входе узла измерений.

Рисунок Б.1.2 — Схема ГРС

Б.2 Примеры схем узлов измерений малой и минимальной производительности



а)



б)

Примечания

1 Возможные взаимные расположения ПР и преобразователей давления и температуры на ИТ указываются в нормативной документации на данный тип ПР

2 Необходимость применения УПП и фильтров определяются условиями эксплуатации и требованиями применяемой МВИ.

1 – трубопровод; 2 – байпас; 3, 6 – изолирующий вентиль до и после ПР; 4 – вентиль байпаса;

5 – ПР; 7 – перепускной канал; 8, 9 – вентиль повышения и понижения давления

а) Установка ПР на узлах измерений среднего и низкого давлений

б) Установка ПР на узлах измерений высокого давления

Рисунок Б.2.1 – Примеры схем узлов измерений малой и минимальной производительности

Приложение В
(справочное)

**Требования к объемам и типам информации, передаваемой
от измерительной системы на «верхний уровень»**

Типы информации и объемы, передаваемые от вычислителей расхода газа

Вне зависимости от типа вычислителя расхода газа и метода измерений должны формироваться унифицированные информационные блоки. Доступность информационных блоков по вычислителям расхода газа сопредельной стороне отражены в таблице В.1.

Таблица В.1 – Информационные блоки с вычислителей расхода газа для передачи сопредельной стороне

Наименование информационных блоков	Тип передачи	
	по каждому ИТ	общие по узлу измерений
Мгновенные значения	Обязательный	—
Периодические усреднения	По договоренности	—
Часовые параметры	Обязательный	Рекомендуемый
Суточные параметры	Обязательный	Рекомендуемый
Статические параметры	Обязательный	—
Журналы вмешательств и аварий	Обязательный	—

Типы информации и объемы блока «Мгновенные значения», передаваемые от вычислителей расхода газа

Состав информационного блока «Мгновенные значения» вычислителя расхода газа, доступного представителю сопредельной стороны, приведен в таблице В.2.

Таблица В.2 – Состав информационного блока «Мгновенные значения» вычислителя расхода газа (один измерительный канал)

Наименование параметра	Единица измерений или представление	Вид представления
Давление газа в ИТ	кПа, кгс/см ²	****.* ***.*
Температура газа в ИТ	°С	**. **
Перепад давления на сужающем устройстве	кПа, кгс/м ²	**.*** ****.*
Объем при рабочих условиях для счетчика	м ³ /ч	*****
Расход газа через ИТ	м ³ /ч	*****
Нарастающий объем газа с начала контрактного часа	м ³	*****
Дата и время	Строка	dd.mm.yyyy hh:mm:ss

Типы информации и объемы блока «Периодические усреднения», передаваемые от вычислителей расхода газа

Информационный блок «Периодические усреднения» имеет характер справочной информации и является рекомендуемым. Период усреднения по договоренности может быть установлен от 1 до 30 мин.

Состав информационного блока «Периодические усреднения» вычислителя расхода газа, доступного представителю сопредельной стороны, приведен в таблице В.3.

Таблица В.3 – Состав информационного блока «Периодические параметры» вычислителя расхода газа (один измерительный канал)

Наименование параметра	Единица измерений или представление	Вид представления
Усредненное давление газа в ИТ	кПа, кгс/см ²	****.* ***.**
Усредненная температура газа в ИТ	°С	**.*
Усредненный перепад давления на сужающем устройстве	кПа, кгс/м ²	**.* ****.*
Объем при рабочих условиях для счетчика	м ³ /ч	*****
Усредненный расход газа через ИТ	м ³ /ч	*****
Дата и время начала усреднения	Строка	dd.mm.yyyy hh:mm:ss

Типы информации и объемы блока «Часовые параметры», передаваемые от вычислителей расхода газа

Состав информационного блока «Часовые параметры» вычислителя расхода газа, доступного представителю сопредельной стороны, приведен в таблице В.4.

Таблица В.4 – Состав информационного блока «Часовые параметры» вычислителя расхода газа (один измерительный канал)

Наименование параметра	Единица измерений или представление	Вид представления
Среднечасовое давление газа в ИТ	кПа, кгс/см ²	****.* ***.**
Среднечасовой перепад давления на сужающем устройстве	кПа, кгс/м ²	**.* ****.*
Объем при рабочих условиях для счетчика	м ³ /ч	*****
Среднечасовая температура газа в ИТ	°С	**.*
Суммарный объем газа за час	м ³	*****
Суммарное энергосодержание за час	МДж	*****
Дата и время начала усреднения	Строка	dd.mm.yyyy hh:00:00

Типы информации и объемы блока «Суточные параметры», передаваемые от вычислителей расхода газа

Состав информационного блока «Суточные параметры» вычислителя расхода газа, доступного представителю сопредельной стороны, приведен в таблице В.5.

Таблица В.5 – Состав информационного блока «Суточные параметры» вычислителя расхода газа

Наименование параметра	Единица измерений или представление	Вид представления
Среднесуточное давление газа в ИТ	кПа, кгс/см ²	****.* ***.**
Среднесуточный перепад давления на сужающем устройстве	кПа, кгс/м ²	**.* ****.*
Объем при рабочих условиях для счетчика	м ³ /ч	*****
Среднесуточная температура газа в ИТ	°С	**.*
Суммарный объем газа за сутки	м ³	*****
Суммарное энергосодержание за сутки	МДж	*****
Дата начала усреднения	Строка	dd.mm.yyyy

Типы информации и объемы блока «Статические параметры», передаваемые от вычислителей расхода газа

Состав информационного блока «Статические параметры», доступного представителю сопредельной стороны, приведен в таблице В.6.

Таблица В.6 – Состав информационного блока «Статические параметры» вычислителя расхода газа (один измерительный канал)

Наименование параметра	Единица измерений или представление	Вид представления
Общие статические параметры		
Метод измерений	Строка или цифра кода	—
Метод расчета расхода	Строка строка или цифра кода	—
Метод расчета коэффициента сжимаемости	Строка или цифра кода	—
Условное обозначение или имя измерительного трубопровода	Строка	—
Тип вычислителя расхода газа	Строка	—
Тип датчика давления (абс., избыт.)	Строка	—
Атмосферное давление	кПа, мм рт. ст.	***.*
Молярная доля диоксида углерода	%	**.*
Молярная доля азота	%	**.*
Плотность газа при стандартных условиях	кг/м ³	*.****

Окончание таблицы В.6

Наименование параметра	Единица измерений или представление	Вид представления
Высшая удельная объемная теплота сгорания	МДж/м ³	***. **
Низшая удельная объемная теплота сгорания	МДж/м ³	***. **
Период поверки	Лет	*. *
Дата и время изменения параметров	Строка	dd.mm.yyyy hh:mm:ss
Для метода переменного перепада давления		
Внутренний диаметр отверстия сужающего устройства при температуре 20 °С	мм	****. ***
Внутренний диаметр ИТ при температуре 20 °С	мм	****. ***
Тип отбора перепада давления газа (угловой, фланцевый, трехрадиусный)	Строка или цифра кода	—
Эквивалентная шероховатость внутренней поверхности измерительного трубопровода	мм	*. **
Начальный радиус входной кромки диафрагмы	мм	*. **
Точка переключения сдвоенных датчиков перепада давления	кПа, кгс/м ²	*. *** ***. *
Нижний предел отсечки перепада давления, при котором расход газа приравнивается к нулю	Па, кгс/м ²	***. * ***. *
Коэффициент диафрагмы A0*	—	***. ***
Коэффициент диафрагмы A1*	—	***. ***
Коэффициент диафрагмы A2*	—	***. ***
Коэффициент ИТ A0*	—	***. ***
Коэффициент ИТ A1*	—	***. ***
Коэффициент ИТ A2*	—	***. ***
Для счетчика		
Коэффициент преобразования число импульсного преобразователя расхода	Имп./м ³	****

* По ГОСТ 8.586.1, приложение Г1.

Строковая константа «Имя измерительного трубопровода» должна однозначно идентифицировать узел измерений, измерительный трубопровод и тип измерительного канала.

Типы информации и состав информационных блоков «Журнал вмешательств» и «Журнал аварий», передаваемые от вычислителей расхода газа

Состав информационного блока «Журнал вмешательств», доступного представителю сопредельной стороны:

- дата и время вмешательства;
- код вмешательства;
- название вмешательства или расшифровка кода;
- старое значение;
- новое значение.

Передаче подлежат все вмешательства в соответствии с перечнем, определяемым эксплуатационной документацией на данный тип вычислителя расхода газа.

Состав информационного блока «Журнал аварий», доступного представителю сопредельной стороны:

- дата и время аварии;
- код аварии;
- название аварии или расшифровка кода;
- значение параметра.

Передаче подлежат все аварии в соответствии с перечнем, определяемым эксплуатационной документацией на данный тип вычислителя расхода газа.

Типы информации и объемы, передаваемые от автоматического потокового хроматографа

Вне зависимости от типа автоматического потокового хроматографа должны формироваться унифицированные информационные блоки. Доступность информационных блоков по автоматическому потоковому хроматографу представителю сопредельной стороны отражена в таблице В.7.

Таблица В.7 – Информационные блоки с автоматического потокового хроматографа для передачи сопредельной стороне

Наименование информационного блока	Тип передачи
Часовые усреднения	Обязательный
Суточные усреднения	Обязательный
Журналы вмешательств и аварий	Обязательный
Состав градуировочного газа	Обязательный

Состав информационного блока «Часовые усреднения» автоматического потокового хроматографа, доступного представителю сопредельной стороны, приведен в таблице В.8.

Таблица В.8 – Состав информационного блока «Часовые усреднения» потокового хроматографа

Наименование параметра	Единица измерений или представление	Вид представления
Молярная доля, метан	%	** .****
Молярная доля, этан	%	** .****
Молярная доля, пропан	%	** .****
Молярная доля, изобутан	%	** .****
Молярная доля, нормальный бутан	%	** .****
Молярная доля, изопентан	%	** .****
Молярная доля, нормальный пентан	%	** .****
Молярная доля, неопентан	%	** .****
Молярная доля, гексан и выше	%	** .****
Молярная доля, диоксид углерода	%	** .****
Молярная доля, азот	%	** .****
Молярная доля, кислород	%	** .****
Относительная плотность газа при стандартных условиях	—	* .****
Плотность газа при стандартных условиях	кг/м ³	* .****
Высшая удельная объемная теплота сгорания	МДж/м ³	** .**
Низшая удельная объемная теплота сгорания	МДж/м ³	** .**
Число Воббе (высшее)	МДж/м ³	** .**
Дата и время начала усреднения	Строка	dd.mm.yyyy hh:00:00

Информационный блок «Часовые усреднения» потокового хроматографа, доступного представителю сопредельной стороны, формируется один раз в час.

Информационный блок «Суточные усреднения» потокового хроматографа должен формироваться один раз в сутки в контрактный час.

Состав информационного блока соответствует таблице В.8.

Информационные блоки «Состав градуировочного газа», «Журнал вмешательств» и «Журнал аварий» потокового хроматографа предоставляются представителю сопредельной стороны по отдельному требованию с использованием фирменного программного обеспечения хроматографа.

Типы информации и объемы, передаваемые от автоматического потокового гигрометра

Доступность информационных блоков автоматического потокового гигрометра представителю сопредельной стороны отражена в таблице В.9.

Таблица В.9 – Информационные блоки автоматического потокового гигрометра для передачи сопредельной стороне

Наименование информационного блока в ПО УИРГ	Доступность представителю сопредельной стороны
Часовые усреднения	Обязательный
Суточные усреднения	Обязательный
Журналы вмешательств и аварий	Рекомендуемый

Вне зависимости от типа потокового гигрометра должны формироваться унифицированные информационные блоки. Состав информационного блока «Часовые усреднения» автоматического потокового гигрометра, доступного представителю сопредельной стороны, приведен в таблице В.10.

Таблица В.10 – Состав информационного блока «Часовые усреднения» гигрометра

Наименование параметра	Единица измерений или представление	Вид представления
Среднечасовая температура точки росы по влаге	°C	***.*
Среднечасовая температура точки росы по углеводородам	°C	***.*
Среднечасовое рабочее давление газа	кПа, кгс/см ²	****.* ***.**
Среднечасовая температура точки росы по влаге, приведенная к контрактному давлению	°C	***.*
Дата и время начала усреднения	Строка	dd.mm.yyyy hh:00:00

Информационный блок «Часовые усреднения» потокового гигрометра, доступного представителю сопредельной стороны, формируется один раз в час.

Информационный блок «Суточные параметры» потокового гигрометра должен формироваться один раз в сутки в контрактный час. Состав информационного блока аналогичен таблице В.10.

Обязательным для предоставления является обобщенный сигнал аварийных ситуаций, который может предоставляться или в составе информационного блока «Часовые усреднения», или в виде отдельного журнала.

Информационные блоки «Журнал вмешательств» и «Журнал аварий» потокового гигрометра предоставляются представителю сопредельной стороны по отдельному требованию с использованием фирменного программного обеспечения гигрометра.

Типы информации и объемы, передаваемые от автоматического потокового плотномера

Доступность информационных блоков с автоматического потокового плотномера представителю сопредельной стороны отражены в таблице В.11.

Таблица В.11 – Информационные блоки автоматического потокового плотномера для передачи сопредельной стороне

Наименование информационного блока в ПО УИРГ	Доступность представителю сопредельной стороны
Часовые усреднения	Обязательный
Суточные усреднения	Обязательный

Вне зависимости от типа потокового плотномера должны формироваться унифицированные информационные блоки. Состав информационного блока «Часовые усреднения» автоматического потокового плотномера, доступного представителю сопредельной стороны, приведен в таблице В.12.

Таблица В.12 – Состав информационного блока «Часовые усреднения» плотномера

Наименование параметра	Единица измерений или представление	Вид представления
Среднечасовая плотность газа в рабочих условиях	кг/м ³	*.****
Среднечасовая температура газа	°С	***.*
Среднечасовое давление газа	кПа, кгс/см ²	****.* ***.**
Среднечасовая плотность газа при стандартных условиях	кг/м ³	*.****
Дата и время начала усреднения	Строка	dd.mm.yyyy hh:00:00

Информационный блок «Суточные усреднения» потокового плотномера должен формироваться один раз в сутки в контрактный час. Состав информационного блока аналогичен таблице В.12.

Обязательным для предоставления является обобщенный сигнал аварийных ситуаций, который может предоставляться или в составе информационного блока «Часовые усреднения», или в виде отдельного журнала.

Приложение Г
(справочное)

**Параметры состояния, теплофизические параметры и физико-химические
показатели газа, подлежащие определению**

Таблица Г.1 – Перечень параметров состояния и физико-химических показателей газа, подлежащих определению

Наименование способа измерений	Перечень измеряемых параметров, необходимых для		
	измерения расхода, количества газа	контроля условий применения метода измерений	контроля показателей качества газа
Метод переменного перепада давления	$\Delta p, p, T, \rho_c, x_a$ и x_y или $\Delta p, p, T$, состав газа	$\Delta p, p, T, \rho_c, x_a$ и x_y или $\Delta p, p, T$, состав газа	H_{c_v}, H_{c_n} , относительная плотность, число Воббе (высшее), точки росы по влаге и углеводородам
Измерения объемного расхода (объема) газа с помощью СИ объемного расхода при рабочих условиях с последующим его пересчетом к стандартным условиям	q_v, p, T, ρ_c, x_a и x_y , или p, T , состав газа, или ρ, ρ_c , или ρ и полный состав газа	p, T, ρ_c, x_a и x_y или p, T , состав газа	
Измерения массового расхода (массы) газа с помощью СИ массового расхода с последующим его (ее) пересчетом к объемному расходу (объему) при стандартных условиях	q_m, ρ_c или состав газа	p, T	

Таблица Г.2 – Перечень и методы определения теплофизических параметров газа

Наименование параметра	Цель определения параметра	Метод определения параметра
Коэффициент сжимаемости	Приведение объемного расхода и объема газа при рабочих условиях к стандартным условиям. Выполнение расчетов по уравнениям расхода для СУ и осредняющих напорных трубок	Расчет по значениям p , T и полному составу (см. пункты 3.2.4 и 3.2.5 ГОСТ 30319.2) или по значениям ρ_c , x_a и x_y (см. формулу (26) ГОСТ 30319.1, пункты 3.2.2 и 3.2.3 ГОСТ 30319.2)
Плотность при стандартных условиях	Приведение объемного расхода и объема газа при рабочих условиях к стандартным условиям. Выполнение расчетов по уравнениям расхода для СУ и осредняющих трубок	Расчет по измеренному составу газа
Показатель адиабаты	Расчет коэффициента расширения ϵ для СУ и осредняющих трубок	Расчет по значениям p , T и полному составу (см. формулу (27) ГОСТ 30319.1 и формулу (5) ГОСТ 30319.3) или по значениям ρ_c , x_a и x_y (см. формулу (28) ГОСТ 30319.1)
Вязкость	Расчет числа Рейнольдса для СУ	Расчет по значениям p , T и полному составу (см. формулу (15) ГОСТ 30319.3) или по значениям ρ_c , x_a и x_y (см. формулы (44) и (45) ГОСТ 30319.1)
Скорость звука	Контроль работы ультразвуковых и кориолисовых преобразователей расхода	Расчет по значениям p , T и ρ_c (см. раздел 5 ГОСТ 30319.1) или по значениям p , T и полному составу (см. подраздел 4.3 ГОСТ 30319.3, Р Газпром 5.3 [12] или документу [13])

Библиография

- | | |
|--|--|
| [1] Рекомендации по межгосударственной стандартизации РМГ 29-99 | Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения |
| [2] Рекомендация по метрологии МИ 2667-2004 | Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и количество жидкостей и газов. Методика выполнения измерений с помощью осредняющих трубок ANNUBAR DIAMOND II+ и ANNUBAR 485. Основные положения |
| [3] Правила по метрологии ПР 50.2.019-2006 | Государственная система обеспечения единства измерений. Методика выполнения измерений при помощи турбинных, ротационных и вихревых счетчиков |
| [4] Рекомендация по метрологии МИ 3235-2009 | Государственная система обеспечения единства измерений. Счетчики газа турбинные, ротационные и вихревые в составе узлов учета газа. Методика определения погрешности (суммарной неопределенности) измерений объема газа в реальных условиях эксплуатации узлов учета |
| [5] Рекомендация по метрологии МИ 3082-2007 | Государственная система обеспечения единства измерений. Выбор методов и средств измерений расхода и количества потребляемого природного газа в зависимости от условий эксплуатации на узлах учета. Рекомендации по выбору рабочих эталонов для их поверки |
| [6] Порядок проведения испытаний стандартных образцов или средств измерений в целях утверждения типа (утвержден Приказом Минпромторга РФ от 30.11.2009 № 1081) | |
| [7] Рекомендация по метрологии МИ 2273-93 | Государственная система обеспечения единства измерений. Области использования средств измерений, подлежащих поверке |
| [8] Рекомендации ОАО «Газпром» Р Газпром 5.4-2009 | Обеспечение единства измерений. Правила по установлению номенклатуры средств измерений, эксплуатируемых в дочерних обществах и организациях ОАО «Газпром», подлежащих поверке |

- [9] Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 7-е издание (утверждены Приказом Минэнерго России от 08.07.2002 № 204)
- [10] Свод правил
МЧС России
СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности
- [11] Рекомендации ОАО «Газпром»
Р Газпром 5.6-2009 Обеспечение единства измерений. Расход и количество природного газа. Методика выполнения измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода при высоких давлениях (до 25 МПа)
- [12] Рекомендации ОАО «Газпром»
Р Газпром 5.3-2009 Обеспечение единства измерений. Расчет теплофизических свойств природного газа при давлениях до 25 МПа
- [13] AGA Report № 10 Speed of sound in natural gas and other related hydrocarbon gases
Transmission Measurement Committee*
- [14] Рекомендация по метрологии
МИ 2174-91 Государственная система обеспечения единства измерений. Аттестация алгоритмов программ обработки данных при измерениях. Основные положения
- [15] Рекомендация по метрологии
МИ 2891-2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Общие требования к программному обеспечению средств измерений
- [16] Рекомендация по метрологии
МИ 2955-2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Типовая методика аттестации программного обеспечения средств измерений и порядок ее проведения
- [17] Инструкция
Минэнерго России
СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций (утверждена Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 280)

*Оригинал международного стандарта находится в ФГУП «Стандартинформ».

- | | |
|---|--|
| [18] Руководящий документ
Миннефтепрома
РД 39-22-113-78 | Временные правила защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности |
| [19] Строительные нормы и правила
Госстроя России
СНиП 23-05-95 | Естественное и искусственное освещение |
| [20] Перечень производственных зданий, помещений, сооружений и оборудования объектов
ЕСГ ОАО «Газпром», подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и пожарной сигнализации (утвержден Приказом ОАО «Газпром» от 26.01.2000 № 7) | |
| [21] Правила пожарной безопасности
Минтопэнерго
ВППБ 01-04-98 | Правила пожарной безопасности для предприятий и организаций газовой промышленности |
| [22] Строительные нормы и правила
Госстроя России
СНиП 21-01-97 | Пожарная безопасность зданий и сооружений |
| [23] Свод правил
МЧС России
СП 5.13130.2009 | Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования |
| [24] Правила по метрологии
ПР 51-00159093-012-2000 | Организация и порядок проведения метрологической аттестации и калибровки измерительных каналов систем агрегатной автоматики |
| [25] Рекомендации по межгосударственной стандартизации
РМГ 63-2003 | Обеспечение эффективности измерений при управлении технологическими процессами. Метрологическая экспертиза технической документации |
| [26] Правила по метрологии
ПР 51-00159093-014-2000 | Метрологическая экспертиза нормативно-технической и конструкторской документации. Организация и порядок проведения |

ОКС 17.020

Ключевые слова: единые технические требования, оборудование, узлы измерений, расход, количество, природный газ

Корректурa *Ю.С. Пашковой, Е.М. Петровой*
Компьютерная верстка *А.И. Шалобановой*

Подписано в печать 29.08.2011 г.
Формат 60х84/8. Гарнитура «Ньютон». Тираж 89 экз.
Уч.-изд. л. 6,0. Заказ 1647.

ООО «Газпром экспо» 117630, Москва, ул. Обручева, д. 27, корп. 2.
Тел.: (495) 719-64-75, (499) 580-47-42.

Отпечатано в ООО «Триада лтд»

