ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 57614— 2017 (ИСО 15112:2011)

ГАЗ ГОРЮЧИЙ ПРИРОДНЫЙ

Определение энергии

(ISO 15112:2011
Natural gas — Energy determination,
MOD)

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2017

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 ПОДГОТОВЛЕН Федеральным государственным бюджетным образовательным учреждением высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина»

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 52 «Природный и сжиженные газы»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 16 августа 2017 г. № 910-ст

4 Настоящий стандарт является модифицированным по отношению к международному стандарту ИСО 15112:2011 «Газ природный. Определение энергии» (ISO 15112:2011 «Natural gas — Energy determination», MOD) путем изменения его структуры для приведения в соответствие с ГОСТ Р 1.5—2012 (подразделы 4.2 и 4.3), а также путем изменения отдельных фраз (слов, значений показателей, ссылок, терминологических статей), которые выделены в тексте курсивом.

Внесение указанных технических отклонений направлено на учет конкретных потребностей национальной экономики Российской Федерации.

Наименование настоящего стандарта изменено относительно наименования указанного международного стандарта для приведения в соответствие с ГОСТ Р 1.5—2012 (пункт 3.5)

5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (www.gost.ru)

© Стандартинформ, 2017

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

Содержание

1 Область применения ... 1
2 Нормативные ссылки ... 1
3 Термины и определения ... 2
4 Обозначения ... 5
4.1 Условные обозначения ... 5
4.2 Нижние индексы ... 6
5 Общие принципы ... 6
6 Измерения параметров газа ... 7
6.1 Общие положения ... 7
6.2 Измерения объема ... 8
6.3 Измерения теплоты сгорания ... 8
6.4 Приведение объемов ... 8
6.5 Поверка (калибровка) ... 9
6.6 Хранение и передача данных ... 9
7 Определение энергии ... 10
7.1 Пункты приема-передачи ... 10
7.2 Методы определения энергии ... 12
8 Методология и процедуры ... 14
8.1 Общие положения ... 14
8.2 Методология определения энергии ... 15
8.3 Проверка достоверности ... 18
9 Методы присваивания ... 19
9.1 Фиксированное присваивание ... 19
9.2 Переменное присваивание ... 21
9.3 Определение представительной теплоты сгорания ... 22
10 Расчет количества энергии ... 24
10.1 Общие уравнения для расчета энергии ... 24
10.2 Вычисление усредненных величин с помощью средних теплот сгорания и суммарных объемов ... 25
10.3 Пересчеты объем-объем и объем-масса ... 25
10.4 Определение энергии на базе заявленной теплоты сгорания ... 25
11 Точность определения энергии ... 26
11.1 Точность ... 26
11.2 Вычисление неопределенности ... 26
11.3 Смещение ... 27
12 Контроль и гарантии качества ... 28
12.1 Общие положения ... 28
12.2 Проверка смещения результатов измерения ... 28
12.3 Прослеживаемость ... 29
12.4 Подстановочные значения ... 29
Приложение A (справочное) Основные средства измерений и методы определения энергии ... 30
Приложение B (справочное) Различные возможные модели изменения теплоты сгорания ... 35
Приложение C (справочное) Пересчеты объем-объем и объем-масса ... 37
Приложение D (справочное) Суммирование энергии нарастающим итогом ... 38
Приложение E (справочное) Практические примеры пересчета объема и вычисления энергии ... 39
Приложение F (справочное) Практические примеры усреднения теплоты сгорания при различных вариантах поставок газа ... 41
Приложение G (справочное) Способы определения подстановочных значений ... 45
Приложение H (справочное) Графический пример проверки достоверности ... 46
Приложение J (справочное) Графический пример нескорректированных данных, коррекции смещения и конечного результата ... 47

Приложение К (справочное) Определение теплоты сгорания для одного пласта 48
Приложение ДА (справочное) Сведения о соответствии ссылочного межгосударственного стандарта международному стандарту, использованному в качестве ссылочного в примененном международном стандарте 49
Библиография 50

Введение

С начала девятнадцатого века взаиморасчеты при купле-продаже светильного, а затем и природного газа проводились, как правило, на базе измерений объема. Поэтому основные усилия прилагались к разработке методов измерения объемного расхода газа.

В связи с повышением стоимости энергии и различиями в качестве газов, взаиморасчеты при купле-продаже газа стали проводить на основе известной тепловой энергии (теплоты сгорания); в свою очередь, потребность в определении теплоты сгорания путем измерения или вычисления привело к развитию соответствующих методов измерения. Однако процедуры, с помощью которых значения теплоты сгорания приводились в соответствие с данными об объемных расходах для определения содержания энергии в заданном объеме природного газа, не были стандартизованы.

Определение энергии часто является необходимой процедурой вне зависимости от времени и места проведения измерений объемного расхода природного газа, начиная от операций добычи и переработки и заканчивая поставкой газа конечным потребителям. Настоящий стандарт направлен на решение проблем, связанных с определением энергии, начиная с процессов добычи/транспортировки и заканчивая поставкой газа конечным потребителям. Настоящий стандарт является руководством пользователя по организации и обустройству узлов учета энергии для проведения взаиморасчетов, основанных на измерении и/или вычислении энергии природного газа, с целью повышения достоверности результатов определения.

Другие стандарты, применяемые в области измерений расхода и теплоты сгорания, процедур вычислений и обработки данных, касающиеся добычи, транспортировки и распределения природного газа, включая его закупку, продажу или передачу, могут ссылаться на настоящий стандарт.

Настоящий стандарт содержит одиннадцать информационных приложений.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГАЗ ГОРЮЧИЙ ПРИРОДНЫЙ

Определение энергии

Natural combustible gas. Energy determination

Дата введения — 2019—01—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт распространяется на способы определения тепловой энергии природного газа, *выделяющейся при его сгорании*, с помощью измерений или вычислений и определяет необходимые для этого методы и единицы измерений. Расчеты энергии основываются на раздельном определении количества транспортируемого газа (по массе или по объему) и его удельной теплоты сгорания. *В настоящем стандарте* приведены также общие способы вычисления неопределенностей.

1.2 *В настоящем стандарте* рассматриваются только *средства и методы измерений*, используемые в настоящее время.

Примечание — Применение *указанных средств измерений в частной* или государственной коммерческой *деятельности возможно после утверждения их типа* в государственном органе *в соответствии с законодательством*.

1.3 Настоящий стандарт применим *ко всем типам газоизмерительных станций*.

1.4 *Настоящий стандарт* допускает применение новых методов *измерений* при условии, что их *характеристики не уступают характеристикам методов, приведенных в настоящем* стандарте.

1.5 Газоизмерительные системы не являются предметом *детального* рассмотрения *настоящего* стандарта.

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 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 31371.1—2008 (ИСО 6974-1:2000) Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 1. Руководство по проведению анализа

ГОСТ 31371.2—2008 (ИСО 6974-2:2001) Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 2. Характеристики измерительной системы и статистические оценки данных

ГОСТ 31371.3—2008 (ИСО 6974-3:2000) Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 3. Определение водорода, гелия, кислорода, азота, диоксида углерода и углеводородов до C_8 с использованием двух насадочных колонок

Издание официальное

ГОСТ 31371.4—2008 (ИСО 6974-4:2000) Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 4. Определение азота, диоксида углерода и углеводородов C_1—C_5 и C_{6+} в лаборатории и с помощью встроенной измерительной системы с использованием двух колонок

ГОСТ 31371.5—2008 (ИСО 6974-5:2000) Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 5. Определение азота, диоксида углерода и углеводородов C_1—C_5 и C_{6+} в лаборатории и при непрерывном контроле с использованием трех колонок

ГОСТ 31371.6—2008 (ИСО 6974-6:2002) Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 6. Определение водорода, гелия, кислорода, азота, диоксида углерода и углеводородов C_1—C_8 с использованием трех капиллярных колонок

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

ГОСТ Р 8.668—2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Теплота (энергия) сгорания объемная природного газа. Общие требования к методам измерений

ГОСТ Р 8.740—2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и количество газа. Методика измерений с помощью турбинных, ротационных и вихревых расходомеров и счетчиков

ГОСТ Р 8.769—2011 (ИСО 12213-3:2006) Государственная система обеспечения единства измерений. Газ природный. Фактор сжимаемости газовой фазы. Метод расчетного определения на основе данных о физических свойствах газа

ГОСТ Р 8.816—2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Газ природный. Объемная теплота сгорания. Методика измерений с применением калориметра сжигания с бомбой

ГОСТ Р 54500.3—2011/Руководство ИСО/МЭК 98-3:2008 Неопределенность измерения. Часть 3. Руководство по выражению неопределенности измерения

ГОСТ Р 56333—2015 Газы горючие природные. Стандартные условия измерения и вычисления физико-химических свойств

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

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1

точность измерений; точность результата измерения: *Близость измеренного значения к истинному значению измеряемой величины.*

[РМГ 29—2013 [1], статья 5.7]

3.2 **настройка** (средства измерений): Операция приведения средства измерений в состояние, пригодное к использованию.

Примечание — Настройка может быть автоматической, полуавтоматической или ручной.

3.3 **метод присваивания:** *Процедура присваивания природному газу, переданному через пункт приема-передачи, оборудованный только средствами измерений объема (количества) газа, значения теплоты сгорания, определенного в другой точке данного участка газопровода.*

3.4 **готовность:** Возможность измерительной системы или средства измерений, составляющего часть измерительной системы, в любой момент времени работать согласно спецификации.

3.5 **смещение** (значения энергии): Систематическая разность между истинным значением энергии и фактически измеренным значением энергии природного газа, проходящего через газоизмерительную станцию.

3.6

калибровка *(средств измерений): Совокупность операций, устанавливающих соотношение между значением величины, полученным с помощью данного средства измерений и соответствующим значением величины, определенным с помощью эталона с целью определения метрологических характеристик этого средства измерений.*

[РМГ 29—2013 [1], статья 9.6]

3.7 **высшая теплота сгорания:** Количество теплоты, которое может выделиться при полном сгорании в воздухе определенного количества природного газа таким образом, что давление p_1, при котором происходит реакция, остается постоянным, а все продукты сгорания принимают ту же температуру t_1, что и температура реагентов, при этом все эти продукты находятся в газообразном состоянии, за исключением воды, которая конденсируется в жидкость при t_1.

3.8 **низшая теплота сгорания:** Количество теплоты, которое может выделиться при полном сгорании в воздухе определенного количества природного газа таким образом, что давление p_1, при котором протекает реакция, остается постоянным, а все продукты сгорания принимают ту же температуру t_1, что и температура реагентов, при этом все эти продукты находятся в газообразном состоянии.

3.9 **узел определения теплоты сгорания:** Установка, содержащая необходимое оборудование для определения теплоты сгорания природного газа в газопроводе.

3.10 **скомпенсированная теплота сгорания:** Теплота сгорания, измеренная на узле измерения и скомпенсированная с учетом времени транспортировки газа до соответствующего узла измерения объема.

3.11 **скорректированная теплота сгорания:** Результат коррекции измеренной теплоты сгорания для компенсации систематической погрешности.

3.12 **заявленная теплота сгорания:** Теплота сгорания, которая принята заранее для применения в пункте приема-передачи природного газа для целей определения энергии.

3.13 **представительная теплота сгорания:** Теплота сгорания, которая считается достаточно близкой к фактической теплоте сгорания природного газа в данном пункте приема-передачи.

3.14 **зона газопотребления:** Совокупность пунктов приема-передачи, использующих один и тот же метод определения энергии.

3.15 **приведение** (к условиям): Определение объема природного газа при заданных условиях из объема при рабочих условиях.

3.16 **поправка:** Величина, прибавляемая алгебраически к нескорректированному результату измерений для компенсации систематической погрешности.

Примечания

1 Поправка равна оцененной систематической погрешности, взятой с обратным знаком.

2 Если систематическая погрешность не может быть точно оценена, то поправка не будет полной (см. приложение J).

3.17 **поправочный коэффициент:** Числовой коэффициент, на который следует умножить нескорректированный результат измерений для компенсации систематической погрешности.

Примечание — См. примечание 2 (пункт 3.16).

3.18 **определение:** Набор операций, производимых с объектом для обеспечения качественной или количественной информации об этом объекте.

Примечание — В настоящем стандарте термин «определение» используется лишь в количественном смысле.

3.19

прямое измерение: Измерение характеристики посредством величин, которые, в принципе, определяют данное свойство.

Примечание — Например, определение теплоты сгорания газа с использованием термометрических измерений энергии, выделившейся в форме тепла при сжигании заданного количества газа.

[ИСО 14532:2014 [3], статья 2.2.1.2]

3.20 **энергия:** Произведение количества газа (объема или массы) и соответствующей удельной теплоты сгорания при конкретных условиях.

Примечание — Энергия, как правило, выражается в мегаджоулях.

3.21 **определение энергии:** Количественное определение энергии газа на основе либо прямых измерений, либо расчетов с использованием предварительно измеренных величин.

3.22 **скорость потока энергии:** Энергия газа, проходящего через сечение в единицу времени.

Примечание — Скорость потока энергии, как правило, выражается в мегаджоулях в секунду.

3.23 **фиксированное присваивание:** Применение без изменений теплоты сгорания, измеренной на определенном узле, или предварительно установленной теплоты сгорания, к газу, проходящему через один или более пунктов приема-передачи.

3.24 **газотранспортная компания:** *Компания, которая транспортирует газ от одного пункта приемки-передачи до другого по газопроводам.*

3.25 **сеточное моделирование:** Вычисление набора давлений и скоростей потока в газопроводе или сети газопроводов на основе заданных данных топологии сети, величин скоростей потока в точках входа и выхода, а также давлений и температур в различных точках газопровода(ов) с использованием математической модели.

Примечание — Целью любого сеточного моделирования является получение информации о будущем состоянии давлений газа и потоков. Результатом моделирования является оценка состояния газового потока.

3.26 **пункт приема-передачи:** *Объект системы газоснабжения, на котором происходит смена собственника или ответственного за хранение и/или транспортирование природного газа.*

Примечание — Как правило, пункт приема-передачи включает в себя газоизмерительную станцию.

3.27 **местная газораспределительная компания:** Компания, поставляющая полученный от региональной газораспределительной компании газ промышленным, коммерческим или коммунально-бытовым потребителям.

3.28 **газоизмерительная станция:** Сооружение, включающее все оборудование, в том числе входные и выходные газопроводы, а также запирающие клапаны и строения, в которых располагаются средства измерений, используемые для измерений количества газа в пунктах его передачи.

3.29 **измерительная система:** Полный набор средств измерений и сопутствующих принадлежностей для проведения определенных измерений.

Примечание — Данное определение адаптировано по отношению к установленному в *пункте 3.2* ИСО/МЭК Руководство 99:2007 *[4]*.

3.30 **средство измерений:** Устройство, предназначенное для проведения измерений отдельно либо в сочетании с одним или более дополнительными устройствами.

3.31 **достоверность:** Свойство величины находиться в заданных пределах.

3.32 **добывающая компания:** Компания, извлекающая из месторождений природный газ, который после подготовки и учета подается в газотранспортную систему или непосредственно потребителям.

3.33 **региональная газораспределительная компания:** Компания, поставляющая газ местным газораспределительным компаниям и/или промышленным, коммерческим и коммунально-бытовым потребителям.

3.34 **коммунально-бытовой потребитель:** Лицо, которое занимает объект недвижимости, снабжаемый газом полностью или частично, при этом данный газ не используется для коммерческих или промышленных целей.

3.35

систематическая погрешность *(измерения): Составляющая погрешности измерения, остающаяся постоянной или же закономерно изменяющаяся при повторных измерениях одной и той же величины.*

[РМГ 29—2013 [1], статья 5.19]

3.36 **прослеживаемость:** Свойство результата измерения или значения эталона, заключающееся в возможности установления его связи с соответствующими эталонами, как правило, национальными или международными, посредством неразрывной цепи сличений, имеющих установленные неопределенности.

3.37

неопределенность (измерения): Параметр, относящийся к результату измерения и характеризующий разброс значений, которые могли бы быть обоснованно приписаны измеряемой величине.
[ГОСТ Р 54500.3—2011/Руководство ИСО/МЭК 98-3:2008, статья В.2.18]

3.38 **присваивание:** Процедура распространения значения теплоты сгорания, измеренного на узле определения, на природный газ, проходящий через один или более пунктов приема-передачи.

Примечание — Для получения теплоты сгорания в сети газопроводов данная присвоенная теплота сгорания может учитывать время, затраченное на прохождение газа от узла измерения теплоты сгорания до соответствующей газоизмерительной станции и другие факторы, определяющие среднюю теплоту сгорания в сети, *в том числе* состояния воспроизведения изменений теплоты сгорания в пределах сети и т.д.

3.39 **плавающая нулевая точка:** Место в сети газопроводов, где существует граница между газами разного качества.

3.40 **недостоверные данные:** Данные измерений, которые явно неверны из-за нарушений в процессе измерений на газоизмерительной станции и (или) транспортирования природного газа.

3.41 **промышленный потребитель:** Потребитель, использующий газ в процессе производства промышленной продукции.

3.42 **коммерческий потребитель:** Потребитель, использующий газ в целях получения прибыли, но не являющийся промышленным потребителем.

Примечание — В 4.41 и 4.42 включены дополнительные по отношению к ИСО 15112—2011 термины и их определения для лучшего понимания положений стандарта.

4 Обозначения

4.1 Условные обозначения

Условные обозначения величин приведены в таблице 1.

Таблица 1 — Условные обозначения величин

Символ	Наименование показателя	Единица измерения
E	Энергия	МДж
e	Скорость потока энергии	МДж/с
H	Удельная теплота сгорания	МДж/м^3; МДж/кг
M	Масса	кг
p	Давление (абсолютное)	Па, кПа
Q	Количество (объем, масса) газа	м^3, кг
q_v	Объемный расход	м^3/ч, м^3/с
q_m	Массовый расход	кг/с, кг/ч
T	Температура (абсолютная)	К
t	Время	с, ч, дни
V	Объем (газа)	м^3
Z	Коэффициент сжимаемости	—
ρ	Плотность	кг/м^3
υ	Температура	°С

Примечания

1 Если удельная теплота сгорания выражена в мегаджоулях на кубический метр и объем газа в кубометрах или если удельная теплота сгорания выражена в мегаджоулях на килограмм и масса газа в килограммах, тогда рассчитанная энергия выражается в мегаджоулях.

2 Если количество газа выражается в кубических метрах, необходимо приводить также температуру и давление.

4.2 Нижние индексы

i — низшая теплота сгорания;
j — количество интервалов времени;
n — нормальные условия (0 °С; 101,325 кПа);
r — *стандартные условия измерений*[1] (20 °С; 101,325);
s — высшая теплота сгорания.

5 Общие принципы

Количество энергии *E*, содержащееся в данном количестве газа *Q*, вычисляют путем умножения удельной теплоты сгорания *H* (далее — теплоты сгорания) на соответствующее количество газа.

Энергия может быть измерена как прямым способом (см. рисунок 1), так и вычислена из количества и теплоты сгорания газа (см. рисунок 2).



Рисунок 1 — Схема определения энергии *прямым методом*

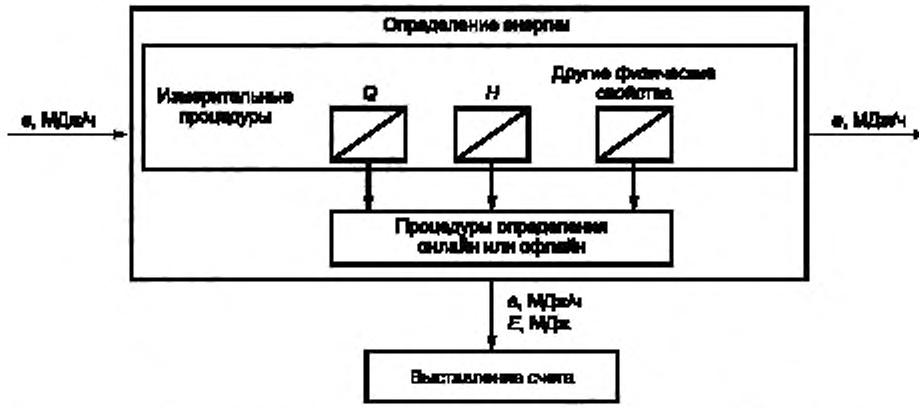


Рисунок 2 — Схема определения энергии *косвенным методом*

Как правило, количество газа выражают в единицах объема, а теплоту сгорания относят к единице объема. Для достижения точного определения энергии необходимо, чтобы и объем газа и его удельная теплота сгорания (в части объема) были определены при стандартных условиях давления и температуры. Энергию определяют либо путем накопления в течение определенного периода времени результатов вычислений из последовательного набора теплот сгорания и объемов проходящего природного газа, либо путем умножения полного прошедшего объема газа на представительную (присвоенную) теплоту сгорания за этот период.

Особенно внимательно следует рассматривать случай, когда теплота сгорания изменяется и расход природного газа определяется не в том же месте, где присваивается теплота сгорания, при этом разница во времени между определением расхода и теплоты сгорания газа влияет на точность определения (см. раздел 9).

[1] Приведенные в оригинале «стандартные условия, рекомендованные ИСО» заменены на «стандартные условия измерений»

Объем газа может быть определен и представлен как объем при стандартных условиях измерения или измерен при других условиях, а затем приведен к стандартным условиям с использованием подходящего метода пересчета объемов. Для метода приведения объема, используемого на определенной газоизмерительной станции, могут потребоваться данные о качестве газа, определенные в других местах. *При применении настоящего стандарта необходимо использовать установленные в ГОСТ Р 56333 [5] стандартные условия измерений: 293,15 К (20,0 °С) и 101 325 Па (760 мм рт. ст.).*

Теплота сгорания может быть измерена на газоизмерительной станции, либо на другом объекте, а затем приписана для использования на этой станции. Для выражения количества газа и теплоты сгорания могут быть также использованы массовые единицы.

Указанные общие принципы определения энергии природного газа подробно изложены в разделе 9 для тех случаев, когда количество газа выражается либо в объемных, либо в массовых единицах.

Для расчета количества энергии газа, проходящего через газоизмерительную станцию в течение некоторого периода времени, используются методы определения энергии, приведенные в разделах 6—9. Данные методы включают процедуру интегрирования за определенный период времени; при этом интегрироваться могут:

- скорость потока энергии;
- расход газа за определенный период времени для получения количества газа, которое затем умножается на представительную теплоту сгорания.

Конкретный метод интегрирования может зависеть от условий контракта или национального законодательства.

Общие принципы определения энергии, описанные в разделах 6—9, не зависят от конкретного метода, которым проводится интегрирование. Метод интегрирования влияет на неопределенность определения энергии (см. раздел 11).

6 Измерения параметров газа

6.1 Общие положения

Типы средств и методов измерений, используемых на газоизмерительных станциях, зависят, в основном, от следующих факторов:

- соответствующих требований национальных стандартов;
- расхода газа;
- стоимости газа;
- изменений качества газа;
- необходимости резервирования;
- спецификации на средства измерений.

На соответствующих пунктах приема-передачи необходимо *использовать методы измерений, аттестованные в установленном порядке, и средства измерений, прошедшие процедуру утверждения типа и поверку.* В приложении А приведен обзор методик и процедур, используемых в настоящее время в различных странах.

Методы, используемые для определения объемного расхода и теплоты сгорания, должны соответствовать стандартам, регламентам, условиям контрактов и/или национальному законодательству.

Необходимо принимать меры по выявлению систематических расхождений и принятию мер по их учету. Например, использование разных национальных стандартов, норм и/или методик измерений может приводить к систематическим расхождениям; стороны должны определить подходящие средства для устранения этих расхождений.

Качество результатов измерений, в общем случае, зависит от следующих факторов:

- рабочих условий;
- качества и частоты технического обслуживания;
- поверочных (калибровочных) эталонов;
- отбора проб и состояния пробоотборной системы;
- изменений компонентного состава газа;
- выработки ресурса средств измерений.

Высокая точность измерений может быть достигнута при выполнении требований производителей средств измерений и уполномоченных органов, а также при строгом выполнении всех процедур при работе, поверке (калибровке) и техническом обслуживании средств измерений.

6.2 Измерения объема

Измерительная система объемного расхода природного газа на газоизмерительной станции состоит из одного или более измерительных участков. Как правило, расходомеры измеряют объемный расход газа при фактических рабочих условиях. *Существуют стандарты на методы измерения расхода и количества газа с помощью стандартных сужающих устройств (ГОСТ 8.586.1), турбинных, ротационных и вихревых расходомеров и счетчиков (ГОСТ Р 8.740), а также ультразвуковых преобразователей расхода (ГОСТ 8.611).*

Выбор измерительной системы объемного расхода газа зависит, как минимум, от следующих факторов:

- условий потока;
- диапазона измерения расхода;
- рабочих условий, особенно, рабочего давления;
- допустимых потерь давления;
- необходимой точности.

Для измерения объемного расхода природного газа наиболее часто в пунктах приема-передачи 1—6 используются средства измерений (см. 7.1), которые приведены в приложении А.

6.3 Измерения теплоты сгорания

6.3.1 Методы измерения и отбор проб

Комплекс для определения теплоты сгорания состоит из пробоотборной системы и средства измерений и предназначен для:

- условно прямого определения (калориметрическим методом);
- косвенного определения (по компонентному составу, определенному с использованием газовых хроматографов).

Для достижения высокой точности измерения теплоты сгорания необходимо использовать представительные пробы природного газа. Требования к проведению отбора проб природного газа установлены в *ГОСТ 31370.*

В зависимости от измерительной системы, методик измерений, флуктуаций в составе газа и/или количества переданного газа используют одну из следующих методик отбора проб:

- непрерывный отбор проб;
- периодический точечный отбор проб;
- накопительный отбор проб.

Пробы отбирают с целью последующего их анализа на хроматографе.

Общие требования к методам измерений теплоты сгорания природного газа установлены в ГОСТ Р 8.668.

6.3.2 Определение калориметрическим методом

При измерениях калориметрическим методом природный газ сжигается в избыточном количестве воздуха *(кислорода)* и выделившаяся при его сгорании энергия передается в теплообменную среду, что приводит к увеличению ее температуры. Теплота сгорания газа напрямую связана с увеличением температуры.

Метод калориметрии используется в пунктах приема-передачи *1—3, 5* (см. рисунок 3). Подробное описание калориметрического метода приведено в *ГОСТ Р 8.816.*

6.3.3 Косвенное определение

При косвенном определении теплоты сгорания ее значение вычисляют по составу природного газа в соответствии с *ГОСТ 31369*.

Для определения состава, как правило, используется хроматографический метод анализа. Процедуры для определения компонентного состава природного газа методом газовой хроматографии с соответствующими неопределенностями установлены в *ГОСТ 31371* (*части 1—7*). Метод газовой хроматографии используется в пунктах приема-передачи *1—3, 5* (см. рисунок 3).

6.4 Приведение объемов

6.4.1 Общие положения

Пересчет объема природного газа, измеренного при рабочих условиях, в объем при стандартных условиях основывается либо на давлении, температуре и коэффициенте сжимаемости газа (*pTZ*-преобразование) или на плотности при рабочих и стандартных условиях (пересчет по плотности).

Информация по проведению пересчета объема приведена в приложении С, подразделах Е.1 и Е.2 приложения Е, ИСО 12213 (части 1 и 2) [6], [7], *ГОСТ Р 8.769* и EN 12405-1 [8].

6.4.2 Плотность

Значения плотности газа при стандартных условиях могут быть использованы для пересчета объема. Для определения массового расхода и пересчета объема также возможно определять плотность при рабочих условиях. Более детально указанные методы пересчета изложены в ИСО 15970 [9].

6.4.3 Давление и температура

Измерения давления и температуры могут потребоваться для пересчета объема газа при рабочих условиях в объем при стандартных или нормальных условиях. Более детально указанные методы пересчета изложены в ISO 15970 [9].

6.4.4 Коэффициент сжимаемости

Для пересчета объема газа коэффициент сжимаемости:

- рассчитывают на основе компонентного состава природного газа, выраженного в молярных долях (см. подраздел Е.2 приложения Е и ИСО 12213-2 [7]);
- рассчитывают с использованием физических свойств и содержания некоторых компонентов природного газа (см. подраздел Е.1 приложения Е и *ГОСТ Р 8.769*);
- определяют Z-метром.

Более детально указанные методы пересчета изложены в ИСО 15970 [9].

Коэффициент сжимаемости при стандартных условиях измерений может быть также вычислен согласно *ГОСТ 31369*. В зависимости от количества прошедшего природного газа и изменения его давления, температуры и компонентного состава в определенной точке измерения, коэффициент сжимаемости либо принимают постоянной величиной, либо периодически пересчитывают.

При пользовании настоящим стандартом следует принимать во внимание компонентный состав газа, особенно отношение молярных долей высших углеводородов к низшим. Метод вычисления коэффициента сжимаемости на основе компонентного состава и давления газа по ИСО 12213-2 [7] предпочтительней метода, изложенного в *ГОСТ Р 8.769*, во избежание систематической погрешности.

6.5 Поверка (калибровка)

Качество поверки (калибровки) оказывает значительное влияние на точность результатов измерений. В зависимости от стабильности показаний средства измерений выбирают соответствующую периодичность поверки (калибровки). Средства поверки (калибровки) должны быть прослеживаемы к соответствующим эталонам.

Поверку (калибровку) проводят в условиях, близких к условиям выполнения измерений. Согласно ИСО 15971 [10] в средствах измерений, измеряющих тепловые величины, для поверки (калибровки) используют газы, близкие по теплоте сгорания или компонентному составу к анализируемым природным газам.

Если при поверке (калибровке) средства измерений, используемого для определения энергии, превышено допустимое отклонение его показаний от значения заданной эталоном величины, проводят подстройку средства измерений для обеспечения минимальной разницы между измеренной и заданной величинами или вносят поправку, применяемую к измеренным величинам в течение последующего периода времени для получения правильных результатов измерений.

Фактический процесс подстройки или корректировки проводят вручную либо автоматически в зависимости от типа средства измерений.

Если при поверке (калибровке) средства измерений, измеряющего теплоту сгорания, возникает разница между измеренными и эталонными величинами, превышающая установленные в методике поверки (калибровки) значения, для последующих периодов должна проводиться коррекция измеряемой величины либо подстройка средства измерений.

6.6 Хранение и передача данных

Все необходимые для определения энергии данные требуется хранить. Длительность и место хранения устанавливают с учетом требований *соответствующих регламентов* и/или контрактных соглашений.

Указанные данные включают в себя: информацию *о количестве поставленной энергии*, и, если возможно, информацию о достоверности данных или работе газоизмерительной станции (оборудования и программного обеспечения). Для передачи данных используют безопасные процедуры, обеспечивающие сохранность данных.

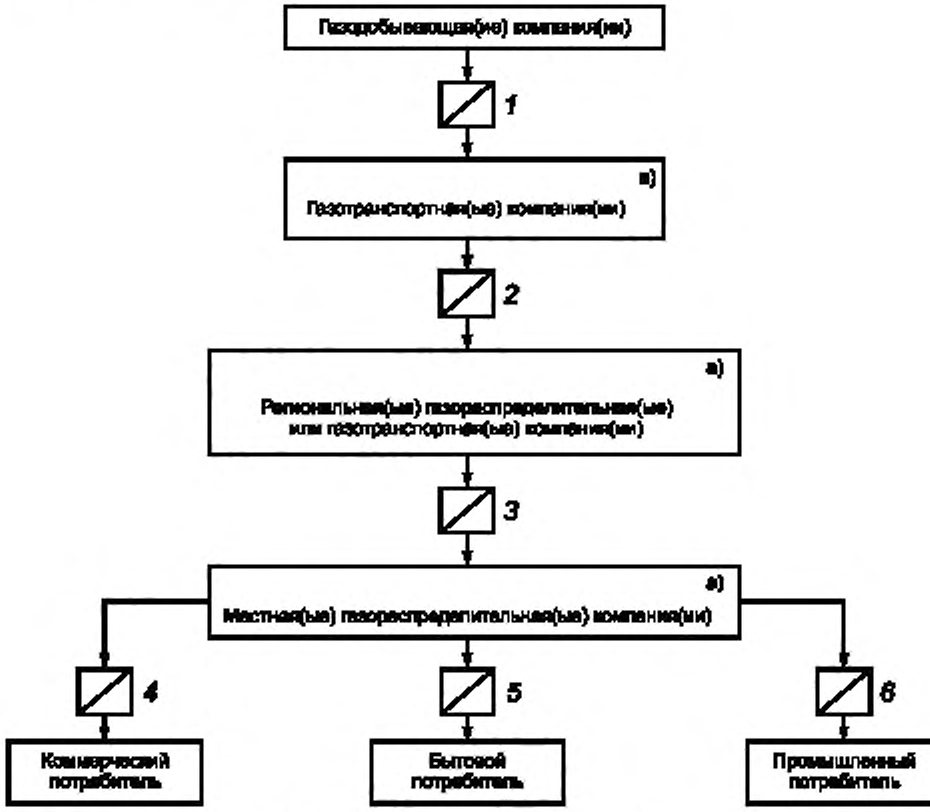
7 Определение энергии

7.1 Пункты приема-передачи

Передача природного газа, как правило, происходит от газодобывающей компании или компании-оператора хранилища газа к конечному потребителю через промежуточные стадии, включающие все или некоторые из приведенных ниже:

- газотранспортная организация(ии);
- региональная газораспределительная компания(ии);
- местная газораспределительная компания(ии).

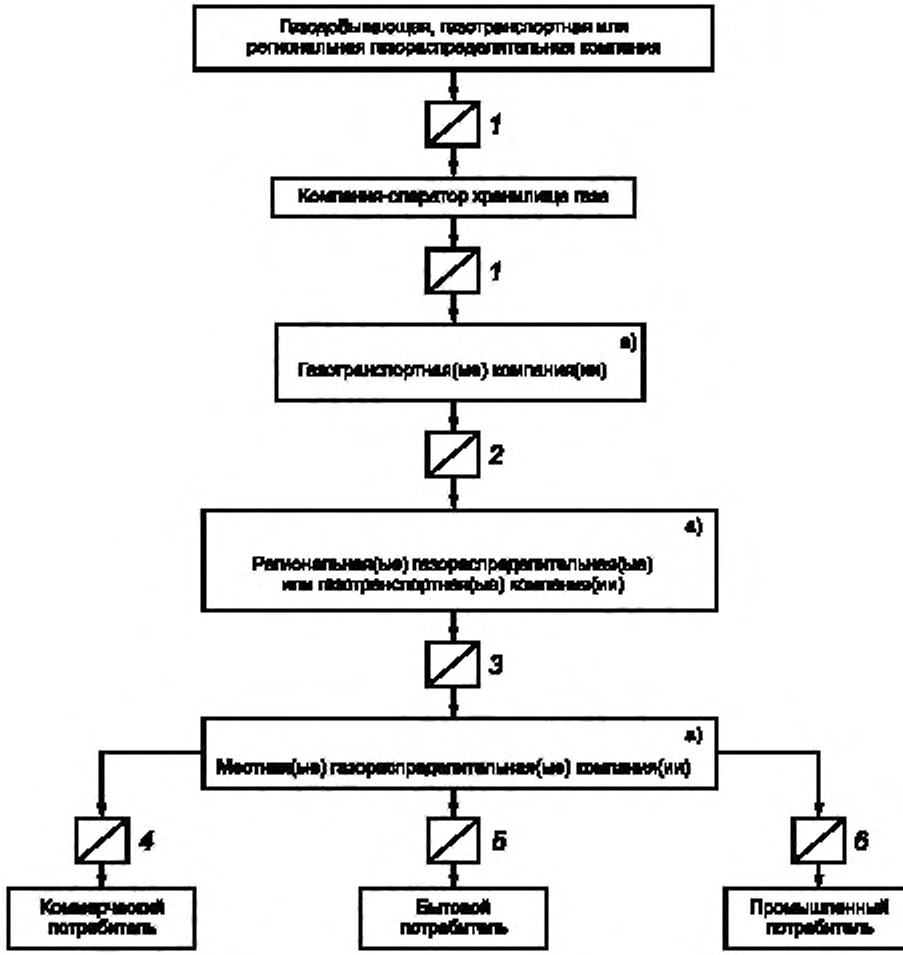
Обозначения *1—6* на рисунках 3 и 4 представляют собой различные пункты приема-передачи в пределах цепи поставки природного газа; они могут включать в себя реальные газоизмерительные станции, или же могут рассматриваться лишь как виртуальные пункты приема-передачи без каких-либо измерений для обозначения точки передачи, оговоренной в контракте. Определение энергии в цепи поставки между сторонами контракта производится в пунктах приема-передачи природного газа *1—6* (см. рисунки 3 и 4), которые также называют точками передачи.



1—6 — пункты приемы-передачи; а) при наличии компании

Рисунок 3 — Возможные пункты приема-передачи для определения энергии (от газодобывающей компании до конечных потребителей)

Рисунок 3 показывает цепь поставки от газодобывающей компании до конечного потребителя, а рисунок 4 включает дополнительно компанию-оператора хранилища газа, в котором хранение газа осуществляется для обеспечения договоров будущих поставок. Виды пунктов приема-передачи в разных странах могут отличаться. Если они являются реальными газоизмерительными станциями, то они могут быть использованы для учета газа.



1—6 — пункты приема-передачи; а) при наличии компании

Рисунок 4 — Возможные пункты приема-передачи для определения энергии (от газодобывающей компании до конечных потребителей), включая хранилища газа

Если газотранспортная компания напрямую снабжает промышленного потребителя, то для определения энергии в пункте *5* объем газа измеряется в пунктах *2* или *5*; т. к. в данном случае отсутствует региональная газораспределительная компания/компания-оператор хранилища и местная газораспределительная компания. Если предполагается, что состав газа практически неизменен (т. е. изменяется в пределах, не влияющих на рассчитываемое на его основе значение теплоты сгорания в пределах установленной точности), может быть использована теплота сгорания, измеренная в пункте *2* (см. рисунок В.1 приложения В).

Если газодобывающая компания снабжает промышленного потребителя через газотранспортные компании и региональную газораспределительную компанию без участия местных газораспределительных компаний и по пути к промышленному потребителю не происходит никаких изменений в компонентном составе газа, то для определения энергии в пункте *5* объем газа измеряется в пункте *5*, а теплота сгорания, например, в пунктах *2*, *3* или *5*.

Если местная газораспределительная компания поставляет газ конечному потребителю, а сама получает газ от региональной газораспределительной компании, газотранспортной компании или компании-оператора хранилища газа, то для определения энергии объем газа измеряют в пунктах *4*–*6*. Вследствие разного качества газа (см. рисунок В.3 приложения В) региональная газораспределитель-

ная компания применяет методы воспроизведения теплоты сгорания в пункте *3*; эта теплота сгорания принимается газораспределительной компанией для определения энергии в пунктах *4*–*6*.

Метод определения энергии зависит от ряда важных факторов, которые должны быть приняты во внимание пользователем настоящего стандарта при выборе метода определения энергии и правильном его применении. Эти факторы включают:

- топологию сети;
- направления газовых потоков;
- структуру поставок или профиль потребления;
- тенденции изменения теплоты сгорания;
- техническое оборудование;
- требования контрактов;
- требования национальных регламентов и/или стандартов.

7.2 Методы определения энергии

7.2.1 Прямое определение энергии

При прямых измерениях энергии (см. рисунок 5) индивидуальные физические параметры (например, теплота сгорания и объем газа) не измеряются. Скорость потока энергии и ее количество определяются и индицируются непосредственно на месте установки средства измерений для измерения энергии. На момент подготовки настоящего стандарта средства измерений для прямого измерения энергии природного газа начали появляться на рынке, однако отсутствует достаточный опыт их использования. В настоящее время международные стандарты, устанавливающие методы прямого определения энергии природного газа, отсутствуют.



Рисунок 5 — Прямое определение энергии

7.2.2 Косвенное определение энергии

7.2.2.1 Измерение объема или массы и теплоты сгорания природного газа на одной и той же газоизмерительной станции

При косвенном определении энергии на газоизмерительной станции отдельно измеряют такие величины, как объем или масса газа, теплота сгорания и дополнительные физические величины, такие как содержание диоксида углерода, плотность и т. д. (см. рисунок 6); средства измерений калибруют индивидуально. Объемный расход и количество энергии, как правило, регистрируют в точке измерения. Для больших количеств газа Q_1 и Q_2, например, при пересечении границы, может потребоваться определение теплот сгорания H_{S1} и H_{S2} с помощью средств измерений для обеих теплот сгорания на каждой станции (см. рисунок 15).



Рисунок 6 — Локальное онлайн измерение теплоты сгорания

Другой способ — это сбор данных о теплоте сгорания и объеме на газоизмерительных станциях и их передача на центральную станцию определения энергии, где измеряют скорость потока и количество энергии.

В спорных ситуациях по качеству газа и по экономическим соображениям иногда следует отбирать пробы газа (пропорционально потоку или времени) на газоизмерительной станции для определении теплоты сгорания в другом месте (см. рисунок 7).



Рисунок 7 — Локальное офлайн определение теплоты сгорания

7.2.2.2 Измерение объема/массы газа и теплоты сгорания на разных газоизмерительных станциях

Так как объем газа измеряют в каждой точке передачи между сторонами контракта, наличие в каждой из этих точек средства измерений теплоты сгорания экономически неэффективно. Так, наиболее общим методом (особенно в протяженных системах газоснабжения) является присваивание представительной теплоты сгорания (см. раздел 9) данному объему газа. Теплоты сгорания, присвоенные данным пунктам приема-передачи (точкам измерения объемов), являются величинами, измеряемыми в другом месте, либо величинами, сформированными из нескольких представительных измеренных величин (см. рисунок 8). Данные величины являются основой для определения энергии. Вид присваивания определяют с учетом расположения газоизмерительных станций и условиями потока газа (см. раздел 9).

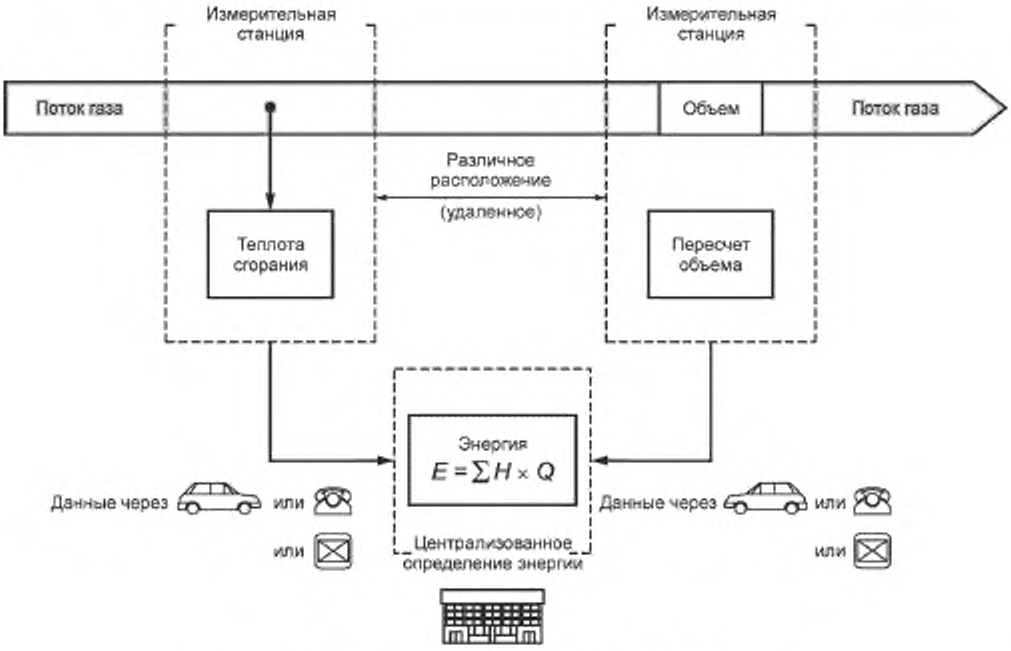


Рисунок 8 — Удаленное измерение теплоты сгорания (пример)

8 Методология и процедуры

8.1 Общие положения

Понятие «планирование» в контексте настоящего стандарта охватывает требования к необходимой информации и методу ее получения для соответствия методологии определения энергии природного газа, принимая во внимание ожидаемые значения результатов измерений.

Процедуру определения энергии начинают с выбора оптимального алгоритма ее проведения, за которым следует проверка результатов измерений на достоверность. На следующем этапе проводят процедуры присваивания значения теплоты сгорания и комбинирования данных (вычислительные процедуры). В заключение проводят процедуру контроля качества результатов измерений.

Схема определения энергии, включая «начальную» и «конечную» точки, показана на рисунке 9.

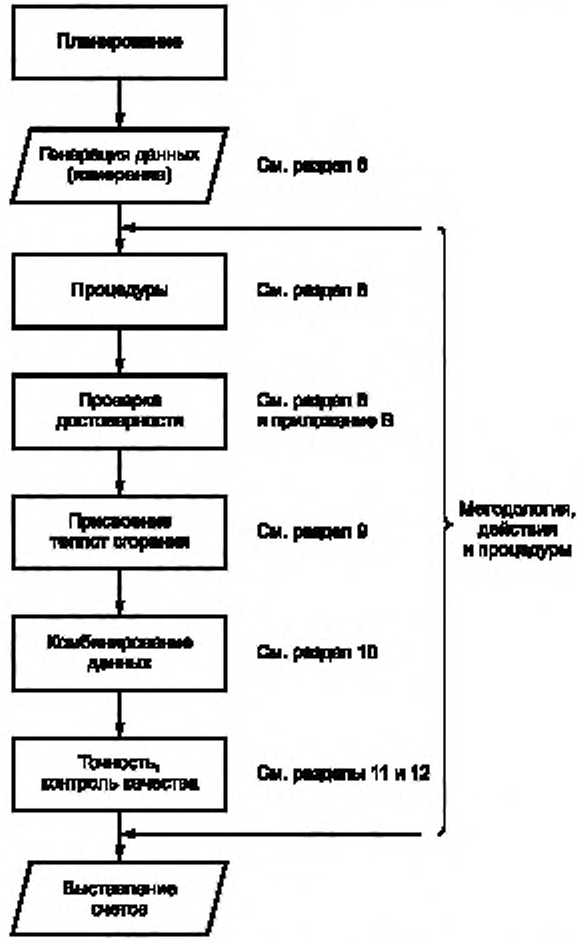


Рисунок 9 — Схема косвенного метода определения энергии

В общем случае для определения энергии следует применять разработанную стратегию с подходящими методами и процедурами, которые используют без внесения в них изменений. Они могут быть изменены при следующих условиях:

- имеется подтверждение того, что точность результатов измерений будет лучше, или, как минимум, не хуже, либо
- используемые методы или процедуры более не применимы вследствие изменений расхода газа и/или качества газа.

Кроме того, может оказаться необходимым изменение применяемых методов/процедур вследствие существенных изменений экономической ситуации.

Газоизмерительные системы не являются предметом рассмотрения настоящего стандарта. Однако, данные, генерируемые новыми системами или модифицированными устройствами, могут быть как лучшего, так и худшего качества, чем первоначальные, что может приводить к изменениям в результатах определении энергии.

8.2 Методология определения энергии

В отношении периодичности определения энергии необходимо, чтобы оптимальная методология определения энергии учитывала следующие факторы:

- тенденции изменения (во времени) теплоты сгорания природного газа в зависимости от ситуации с поставкой газа;
- точность измеренных данных (т. е. необработанных данных) в определенном пункте приема-передачи природного газа.

Учет изменений качества газа в пункте приема-передачи — ключевой фактор в обосновании метода определения энергии и его точности, т. е. прослеживаемости определения теплоты сгорания для определенного пункта приема-передачи.

Применения несоответствующей методологии определения энергии следует избегать, так как это может нанести ущерб сторонам (или одной из сторон) контракта. Это может произойти, например, при использовании непредставительного значения теплоты сгорания или другой физической величины (например, плотности, содержания диоксида углерода) в таком пункте приема-передачи, где измеряется лишь объем газа, или при использовании необработанных результатов измерений.

В общем случае, изменение качества газа зависит от ситуации с поставкой газа на заданный пункт приема-передачи, т. е. необходимо проверять выполнение следующих условий:

a) только ли из одного источника прошел газ через следующий пункт приема-передачи (см. рисунки 12, 13 и 15) или

b) газ из более чем одного источника прошел через следующий пункт приема-передачи (см. рисунки 14 и 15).

Как правило, ситуация с поставками и потреблением газа согласно рисункам 14 и 15 значительно изменяет качество газа.

Изменения в суточной или месячной усредненной теплоте сгорания за расчетный период необходимо тщательно анализировать для решения о его разделении на более короткие периоды.

Изменение качества газа в течение суток, как правило, не требует разбиения этого интервала на часовые (см. приложение В).

8.2.1 Методология для единственного пункта приема-передачи

8.2.1.1 Общие положения

Через пункты 1—3, как правило, проходят большие количества газа (см. рисунки 3 и 4). Для пунктов *2* и *3* соответствующие величины теплоты сгорания могут быть определены непосредственно на месте (см. рисунки 6 и 7), на удалении (см. рисунок 8), и соответствующим методом присваивания или отслеживания качества (см. 9.3.3). О методе согласования между собой должны договариваться стороны контракта и местные власти.

В тех точках сети, где измерения теплоты сгорания и другие важные показатели качества природного газа не могут быть выполнены по техническим и/или экономическим причинам, как правило, проводят определение этих величин косвенным путем (см. 9.2, 9.3.1, 9.3.2 или 9.3.3).

8.2.1.2 Пункт приема-передачи *1*

Для вычисления объема природного газа при заданных условиях применяют методику пересчета объема с использованием *pTZ*-преобразования или по плотности газа при рабочих и стандартных условиях.

На этом пункте теплота сгорания может быть измерена в онлайн режиме (см. 6.3).

В случае добычи газа из одной залежи, где не ожидается изменения состава газа в течение определенного времени, онлайн измерения для определения теплоты сгорания могут оказаться необязательными. В этом случае теплоту сгорания рассчитывают по компонентному составу природного газа, определенного периодическим лабораторным анализом проб (см. приложение К).

Тенденция изменения отдельных значений теплоты сгорания природного газа во времени относительно начальной теплоты сгорания оценивается статистически. Если эти величины со временем превосходят оговоренный предел (например, 0,5 %, см. рисунок К.1 приложения К), режим измерения должен быть изменен с офлайн на онлайн.

Применение указанного метода для определения теплоты сгорания должно учитывать зависимость состава поставляемого газа от типа установки подготовки газа. Определение коэффициента сжимаемости проводят по 6.4.4.

8.2.1.3 Пункт приема-передачи *2*

Вычисление объема природного газа при заданных условиях проводят по 8.2.1.2.

Определение теплоты сгорания природного газа для целей определения энергии проводят путем измерений по 6.3 или присваиванием (см. раздел 9).

8.2.1.4 Пункт приема-передачи *3*

Определение объема и теплоты сгорания для определения энергии природного газа проводят по 8.2.1.3. Пользователь настоящего стандарта должен учитывать, что метод и/или средства измерений для определения теплоты сгорания в пункте *3* и далее могут отличаться.

8.2.1.5 Пункт приема-передачи *4*

В пункте *4* измерения теплоты сгорания и других свойств газа, как правило, не проводят по техническим и/или экономическим причинам. Для данного пункта целесообразно использовать метод присваивания (см. раздел 9).

Перед тем как природный газ пройдет через средство измерений, выше по потоку газа должно быть гарантировано стабильное давление с помощью регулятора газа. Местная газораспределительная компания определяет процедуры определения температуры и давления, используемых при определении энергии с учетом атмосферного давления. Вследствие низкого давления коэффициент сжимаемости не вычисляют и устанавливают равным 1.

Для данного пункта может применяться заявленная или присвоенная теплота сгорания с использованием теплоты сгорания, определенной выше по потоку в пункте *3*.

Если ожидаются лишь незначительные изменения в качестве газа (см. рисунок В.1 приложения В), рекомендуется использовать исключительно только заявленную теплоту сгорания для годовых периодов определения энергии. Заявленная теплота сгорания устанавливается местной газораспределительной компанией как фиксированная величина из расчета теплоты сгорания за предыдущие 12 мес. (см. рисунок В.1 приложения В). В течении периода определения энергии местная газораспределительная компания регулярно контролирует теплоту сгорания выше по потоку в пункте *3*, откуда газ поступает в пункт *4*.

Если разница между заявленной теплотой сгорания и теплотой сгорания, определенной выше по потоку в пункте *3*, больше, чем допустимая разность (предположим, 1 %), например, если измеренная теплота сгорания сильно изменяется (см. рисунки В.2 и В.3 приложения В), эти измеренные теплоты сгорания должны быть присвоены соответствующему периоду определения энергии природного газа. Например, на рисунке В.2 теплота сгорания H_{S1} должна быть присвоена для целей определения энергии природного газа в периоды времени t_1 и t_2, и теплота сгорания H_{S2} — в период времени t_3.

Для обеспечения приемлемой точности процесса определения энергии природного газа для этих потребителей, нужно делать различие между газовой сетью без подачи газа различного качества и газовой сетью с подачей газа различного качества (открытой сетью).

8.2.1.5.1 Газовая сеть без подачи газа различного качества

Если газы с различными теплотами сгорания присутствуют отдельно в различных газовых сетях и не происходит смешения этих газов, то теплота сгорания, измеренная или определенная в пункте *3*, может быть принята за основу при определении энергии в пункте *4*, как изложено ниже.

Среднее значение теплоты сгорания может быть вычислено либо арифметически, либо на основе почасового объемного или массового определения количества газа способом, описанным в 10.2.

На первом этапе, в конце каждого дня или другого определенного интервала времени в пределах периода определения энергии, количество энергии в газе, прошедшем пункт *3*, вычисляют усреднением измеренных/определенных индивидуальных теплот сгорания (см. уравнение (6)) и умножением данной усредненной теплоты сгорания на объем или массу газа, прошедшего через пункт *3* в течение того же временного интервала (см. уравнение (7)) способом, описанным ниже.

Для этого индивидуальные значения теплоты сгорания природного газа в пределах одного часа усредняют с использованием уравнения (6) и получают «величины теплот сгорания с почасовым усреднением».

Значения теплот сгорания с почасовым усреднением применяют для вычисления среднесуточной теплоты сгорания природного газа с использованием уравнения (6) или усреднения с учетом веса каждого члена по уравнению (8).

Затем полученную среднесуточную теплоту сгорания умножают на объем или массу газа, прошедшего через пункт *3* в течение того же дня.

На втором этапе, в конце периода определения энергии, количество энергии для всех интервалов времени следует просуммировать и разделить на сумму всех объемов/масс газа по всем временным интервалам данного периода определения энергии (см. уравнение (8)).

Полученная усредненная теплота сгорания может быть применена для вычисления энергии природного газа на любом пункте *4* сети (подробная информация содержится в 8.1). Практические примеры приведены в приложении F.

8.2.1.5.2 Газовая сеть с подачей газа различного качества

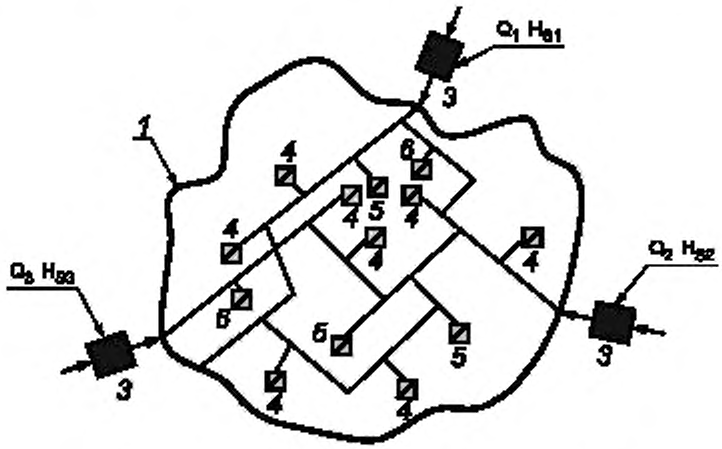
Если конечные потребители в пункте *4* снабжаются через несколько пунктов *3* газом различного качества (переменного компонентного состава), то теплоты сгорания, определенные на всех этих пунктах *3*, являются значимыми.

Если в этих пунктах теплота сгорания изменяется со временем, то невозможно провести ее измерение в каждом пункте *4* вследствие экономических причин, даже если из-за местных условий (сложная топология, низкое давление), ситуация с поставками неопределенная. В большинстве случаев, вследствие относительно малого количества газа в этих пунктах, технические процедуры, такие как отбор проб, измерение теплоты сгорания, воспроизведение состояния и т. д., не могут, как правило, рассматриваться как средство повышения точности определения энергии природного газа.

Если газы с различным качеством поступают в газовую сеть на нескольких пунктах *3*, то теплоты сгорания на пунктах *4* вычисляют арифметическим усреднением величин теплот сгорания (см. 9.3.1) или с помощью следующей процедуры:

- сначала для каждого пункта *3* вычисляют количество энергии для каждого периода в соответствии с 8.2.1.5.1;
- количество энергии по всем пунктам *3* затем суммируется и делится на сумму всех объемов или масс газа на всех пунктах *3* за этот период, что дает средневзвешенную теплоту сгорания для сети за этот период;
- если ни одна из средневзвешенных теплот сгорания в любом пункте *3* не отличается от средневзвешенной теплоты сгорания для сети более, чем на допустимое значение, тогда допускается принять средневзвешенное значение теплоты сгорания газа для сети для вычисления энергии в каждом пункте *4*. Практический пример показан на рисунке 10.

На рисунке 10 зона газопотребления, где проводят определение энергии, снабжается на входе в пункты *3* различными газами в количествах Q_1, Q_2 и Q_3 с соответствующими теплотами сгорания H_{S1}, H_{S2} и H_{S3}. Данные величины теплот сгорания были либо измерены на точках входа, либо определены выше по потоку в пунктах *1* или *2* и присвоены значениям в пункте *3* в соответствии с разделом 8. Затем усредненную теплоту сгорания *H* для целей определения энергии в зоне газопотребления рассчитывают по 8.2.1.6.



1 — зона газопотребления, *3*– *6* — пункты приема-передачи

Рисунок 10 — Определение средневзвешенной теплоты сгорания (пример)

Для пунктов *5* и *6* для целей определения энергии используют усредненную теплоту сгорания либо измеряют ее в данных пунктах индивидуально. В последнем случае процедура определения энергии для всех других пунктов должна учитывать количества энергии, определенные индивидуально по измеренной теплоте сгорания в пунктах *5* и *6*.

Если отклонения результатов измерений превышают допустимые пределы, уполномоченные органы должны быть проинформированы о величине этих отклонений и проведенных мероприятиях. Передача информации уполномоченным органам не обязательна, если отклонения, например, вызванные мерами обеспечения газоснабжения, происходят крайне редко и не превышают одной недели.

Если процесс определения энергии проводят с достаточной точностью (см. 8.2.1.5), то может быть применен способ арифметического усреднения теплоты сгорания. Если разница между средневзвешенной теплотой сгорания в пункте *3* и средневзвешенной теплотой сгорания в зоне газопотребления превышает допустимое значение вследствие сильного изменения качества газа в пунктах *3*, то внутри зоны газопотребления могут быть предприняты дополнительные меры. Эти меры необходимы для определения представительной теплоты сгорания для одной части системы газопроводов настолько представительно, насколько это возможно. Этого можно достичь, например, используя отбор проб с последующим анализом Q_1, Q_2 и Q_3, и вычисленные или измеренные объемы отбора газа в последующих пунктах от четвертого до шестого. В данных случаях различные средние теплоты сгорания могут быть вычислены для различных частей системы определения энергии с использованием теплот сгорания в каждой входной точке пунктов и измеренных теплот сгорания. Подробная информация приведена в 9.2.

8.2.1.6 Пункт приема-передачи *5*

Для промышленных потребителей (пункт *5*) соответствующую теплоту сгорания определяет либо газотранспортная компания (выше по потоку), либо местная газораспределительная компания. Вследствие больших количеств газа и по экономическим соображениям, соответствующую теплоту сгорания для целей газораспределения также достаточно часто определяют на этом пункте. В соответствии с количествами газа и его давлением определение энергии в пункте *5* проводят так же, как в пунктах *1*—*4* (см. 8.2.1.5.2).

8.2.1.7 Пункт приема-передачи *6*

Требования к данному пункту аналогичны требованиям к пункту *4*. Подробная информация приведена в 8.2.1.5.2.

8.3 Проверка достоверности

Первый шаг для определения энергии — это проверка на достоверность переданных или запротоколированных результатов измерений. Недостоверные результаты измерений могут формироваться, например, при:

- неисправности средств измерений;
- внешних воздействиях, например, электромагнитных помех в линиях связи;
- поломке средств хранения данных и т. д.

Также необходимо тщательно рассмотреть другие возможные причины получения недостоверных данных.

Схема алгоритма, приведенного на рисунке 11, демонстрирует проведение формальной проверки достоверности результатов измерений. Если объемный расход равен нулю, то это необходимо проверить. Если поток присутствует, а расходомер показывает нулевое значение, то очевидно, что расходомер или связанное с ним устройство неисправно. Очевидно, что неверные данные должны быть исключены из расчета. Для неверных или отсутствующих данных должны быть определены подходящие замещающие величины (см. 12.4).

Блок «другие величины» (см. рисунок 11) обозначает свойства газа, такие как абсолютные давление и температура, плотность или другие. Блок «предельные величины» обозначает процедуру проверки того, что измеренные величины находятся в пределах допустимых значений. Практический пример приведен в приложении Н.

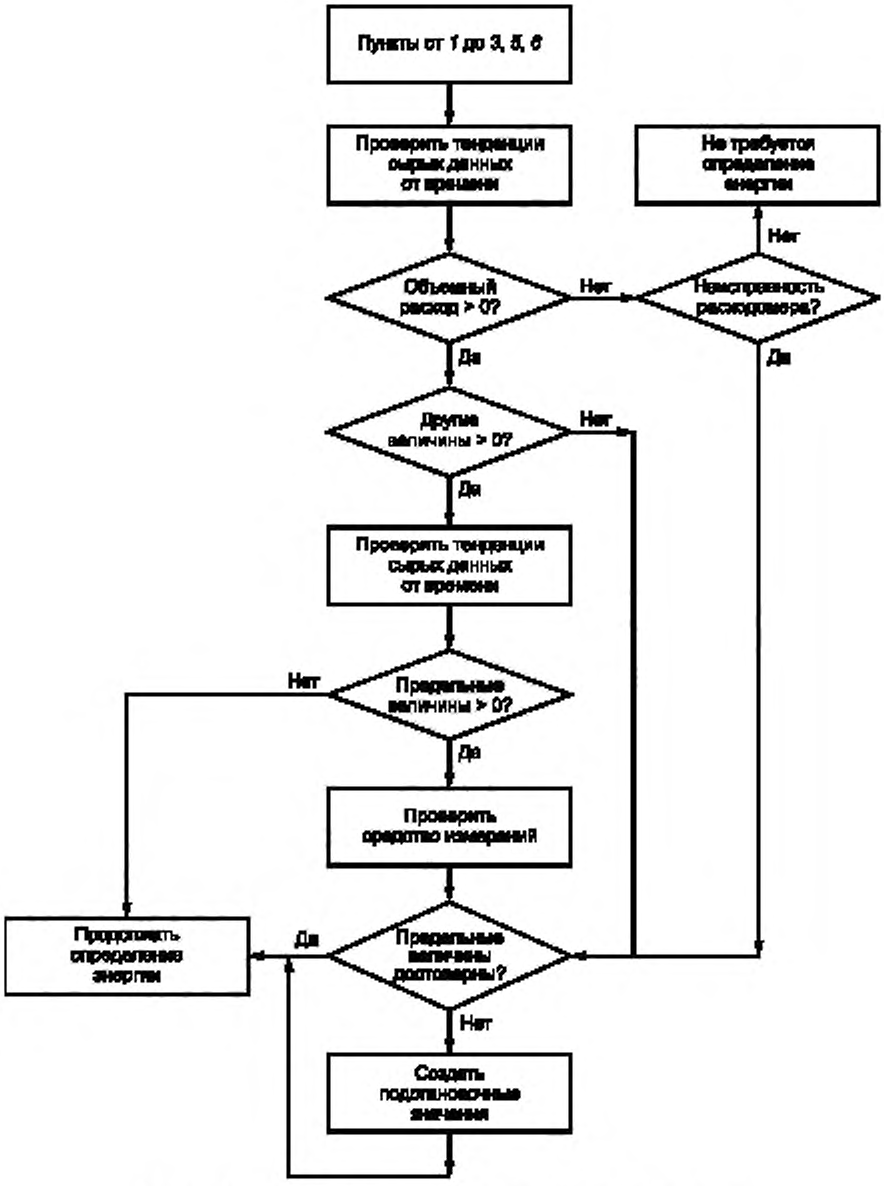


Рисунок 11 — Схема алгоритма проверки достоверности данных

9 Методы присваивания

9.1 Фиксированное присваивание

Фиксированное присваивание теплоты сгорания в пределах зоны газопотребления для периодов определения энергии может быть, в общем случае, проведено в простых изолированных (закрытых) сетях, при соблюдении следующих условий:

- направление газового потока между точками измерения теплоты сгорания и объема постоянно;
- изменения качества газа и время транспортировки газа между точками измерения теплоты сгорания и объемного расхода газа достаточно малы (см. 10.4 и рисунок В.1 приложения В) за данный

период изменения энергии. Допускается применять положения, изложенные в разделе 11, для проверки возможности достижения требуемой точности.

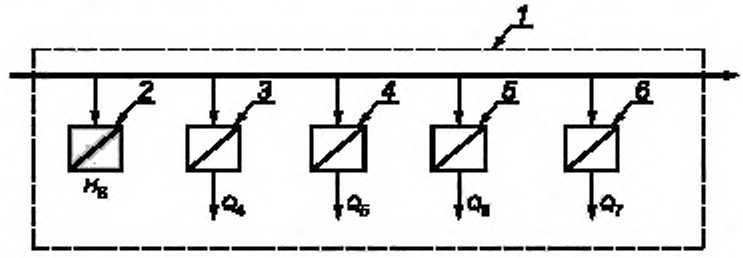
Допускается использование методов, описанных в 9.1.1 и в 9.1.2.

9.1.1 Фиксированное присваивание измеренной теплоты сгорания

Теплоту сгорания природного газа измеряют на узле измерения теплоты сгорания. Данные показывают, что изменение качества газа очень мало (см. рисунок В.1 приложения В). В этом случае оправдано присваивание предварительно измеренной теплоты сгорания как фиксированной величины всем последующим пунктам. Присваивание величины, полученной на одном узле измерения теплоты сгорания, может быть продемонстрировано в следующем примере.

На рисунке 12 приведен единственный источник газа, теплота сгорания H_S которого определена в точке входа в газопровод, эксплуатируемый газотранспортной/региональной газораспределительной компанией и который питает ряд пунктов приема-передачи газа. Теплота сгорания, присваиваемая по всем пунктам, является теплотой сгорания в точке входа и не корректируется для отражения различных времен прохождения газа до различных пунктов.

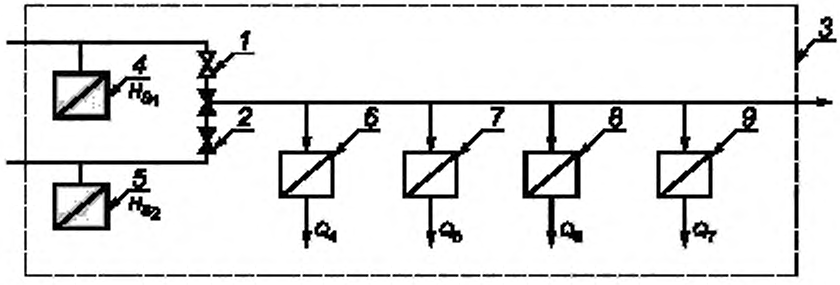
Присваивание величины, полученной на не менее чем двух узлах измерения теплоты сгорания, может быть показано на следующем примере.



1 — сеть определения энергии; 2 — 6 — пункты приема-передачи H_S, Q_4, Q_5, Q_6 и Q_7 соответственно

Рисунок 12 — Пример фиксированного присваивания для газа одного качества: поток газа в одном направлении

На рисунке 13 приведена система, в которой газотранспортная компания имеет возможность использования двух видов газа, поступающего в газопровод. Теплоты сгорания каждого газа, H_{S1} и H_{S2}, определяют выше по потоку от точки входа в газопровод. Ниже по потоку от точки входа измерения теплоты сгорания не проводят.



1, 2 — клапаны, 3 — сеть определения энергии; 4 — 9 — пункты приема-передачи H_{S1}, H_{S2}, Q_4, Q_5, Q_6 и Q_7 соответственно

Рисунок 13 — Пример фиксированного присваивания для двух газов определенного качества: поток газа в одном направлении

Газотранспортная компания принимает решение об использовании фиксированного присваивания от одной или другой точки определения теплоты сгорания при следующих условиях:

- постоянное газоснабжение гарантировано в любое время от одного источника;
- поставка газа с теплотой сгорания, отличной от H_{S1} и H_{S2}, приводящая к образованию смеси с теплотой сгорания, отличной от H_{S1} и H_{S2}, исключена (два клапана никогда не открывают одновременно);
- период поставки каждого из этих различных газов регистрируется,
- для целей присваивания используют теплоту сгорания либо H_{S1}, либо H_{S2}, соответствующую тому же периоду газоснабжения, для последующих пунктов.

9.1.2 Фиксированное присваивание заявленной теплоты сгорания

Данную теплоту сгорания подразумевают достаточно постоянной в течение периода определения энергии и измеряют для контрольных целей на узле измерения теплоты сгорания. Полученные данные при этом подтверждают, что изменения качества газа очень малы (см. рисунок В.1, приложение В). При соблюдении указанных выше условий оправданно заявляют теплоту сгорания и присваивают ее всем последующим пунктам.

Например, местная газораспределительная компания управляет газовой сетью, снабжающей различных (коммунально-бытовых, коммерческих, а также небольших промышленных) потребителей. Имеется два входных пункта приема-передачи в газовую сеть, которая снабжается газом из единого газопровода. Теплота сгорания газа, проходящего по газопроводу, имеет незначительные колебания, кроме периодов пикового потребления в течение зимы, когда теплота сгорания может превышать среднее значение на величину до 1 %.

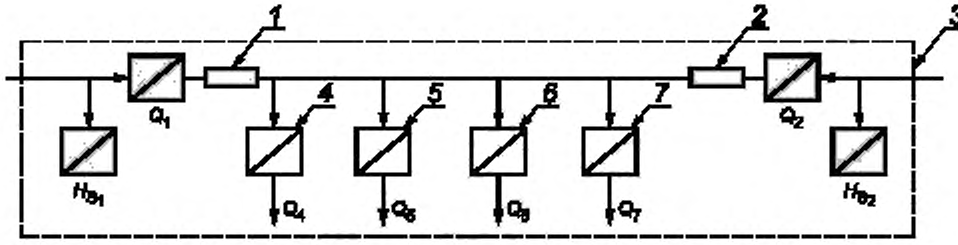
Местная газораспределительная компания принимает решение об использовании метода фиксированного присваивания заявленной теплоты сгорания для всех пунктов в газовой сети на определенный период времени таким образом, что:

- определенная теплота сгорания поставляемого потребителям газа, в среднем, равна или выше заявленной теплоты сгорания (на величину до 0,1 МДж/м^3);
- средняя теплота сгорания поставляемого потребителям газа вычислена усреднением для каждого дня заявленного периода;
- теплоты сгорания всех газов, входящих в сеть, определены на суточной основе;
- если для любого периода определенная теплота сгорания станет ниже заявленной величины, тогда местная газораспределительная компания пересмотрит заявленную величину на следующий период таким образом, что в течение двух периодов определенная величина равна или выше усредненной заявленной величины.

9.2 Переменное присваивание

Качество газа в пункте приема-передачи может значительно изменяться с течением времени, особенно в открытых газовых сетях (см. рисунок В.3, приложение В). Расхождение между фиксированным и фактическим значением теплоты сгорания в конкретный период времени при этом может превысить пределы погрешности ее определения. В этом случае требования для фиксированного присваивания более не применимы и необходимо адаптировать метод присваивания/вычисления таким образом, чтобы он стал пригодным для этих, изменяемых со временем, условий. Выбор подходящего метода присваивания изменяют в соответствии с изменениями количества газа на входных пунктах, а также с изменениями структуры потребления в последующих пунктах. Таким образом, для переменного присваивания следует применять тщательно выбранную процедуру. Существует две различных ситуации, описанные в 9.2.1 и 9.2.2.

Например, на период определения энергии (см. рисунок В.3 приложения В), как показано на рисунке 14, объемы газа разного качества проходят через пункты *1* и *2* (входные пункты). Определенная плавающая нулевая точка может быть расположена между двумя пунктами (например, между двумя соседними пунктами или между входным пунктом и соседним пунктом). В соответствии со структурой отбора газа на пунктах *4*—*7* газ с теплотой сгорания H_{S1} может поступать в пункты *4* и *5*, в то время как газ с теплотой сгорания H_{S2} может поступать в пункт *7*. Смесь газов от пунктов *1* и *2* может проходить через пункт *6*. Поэтому теплота сгорания H_{S1} может быть приписана пунктам *4* и *5*, а теплота сгорания H_{S2} может быть приписана пункту *7*. Для пункта *6* представительная теплота сгорания может быть либо измерена в этом пункте, либо определена с учетом парциальных количеств Q_1 на пункте *1* и Q_2 на пункте *2* и теплот сгорания H_{S1} и H_{S2} с использованием усреднения пропорционально значениям расходов или арифметического средневзвешенного усреднения (см. 10.2.2). Нулевая точка в главном газопроводе может находиться на пунктах *4*—*7* или между ними.



1, *2* — пункты определения энергии; *3* — сеть определения энергии; *4* — *7* — пункты приема-передачи H_{S1}, H_{S2}, Q_4, Q_5, Q_6 и Q_7 соответственно

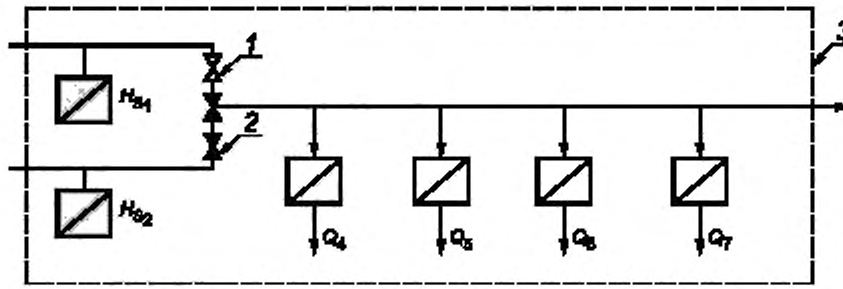
Рисунок 14 — Переменное присваивание: пример для двух газов разного качества и двунаправленных газовых потоков

9.2.1 Ввод газа не менее чем в двух пунктах с плавающей нулевой точкой

Для периода, в течение которого плавающая нулевая точка имеет фиксированное положение в сети, теплоты сгорания могут быть присвоены каждому пункту на основе газовых потоков от входных до соответствующих пунктов.

9.2.2 Ввод газа не менее чем в два пункта со смешивающимися газовыми потоками

Например, в течение периода определения энергии измерено количество Q_1 на пункте *1* с теплотой сгорания H_{S1} и количество Q_2 на пункте *2* с теплотой сгорания H_{S2} (*см. рисунок 15*). Эти две теплоты сгорания всегда отличны друг от друга и могут также изменяться в течение периода определения энергии. Вследствие подобного присваивания теплот сгорания пунктам от *4* до *7* схема результирующей теплоты сгорания для каждого из этих пунктов схожа, например, с показанной на рисунке В.3 приложения В, при этом ее можно определять на пункте *4*.



1, *2* — клапаны; *3* — сеть определения энергии; H_{S1} H_{S2}, Q_4, Q_5, Q_6 и Q_7 — пункты приема-передачи

Рисунок 15 — Переменное присваивание: пример для двух газов разного качества и газового потока одного направления

Если узлы измерения теплоты сгорания H_{S1} и H_{S2} находятся далеко от пунктов Q_4—Q_7, время прохождения газа от узлов H_{S1} и H_{S2} до пунктов Q_4—Q_7 должно быть дополнительно учтено, так как это время может составлять часы или дни. Вычисления проводят по количествам Q_4—Q_7, соответствующим давлениям и площадям сечения газопроводов, а также объемам газа, необходимого для заполнения газопровода.

Средневзвешенные теплоты сгорания необходимо вычислять в точках смешения после клапанов *1* и *2* для количеств газа от Q_4 до Q_7, поставленных в соответствующие пункты в период определения энергии, принимая во внимание время прохождения газа от узлов измерения теплот сгорания H_{S1} и H_{S2} до точки смешения.

9.3 Определение представительной теплоты сгорания

Точность определения представительной теплоты сгорания зависит от точности и полноты данных, а также от топологии газовой сети. Для определения теплоты сгорания в точке смешения теплоту сгорания вычисляют, используя данные о количестве и качестве газа. Для получения представительной

теплоты сгорания учитывают время прохождения газа от входного пункта до точки смешения, а также время прохождения газа до последующих пунктов. Для определения представительной теплоты сгорания на период определения теплоты на каждом пункте, во всех случаях, кроме случая фиксированного присваивания, могут использоваться методы, приведенные в 9.3.1, 9.3.2 и 9.3.3.

9.3.1 Арифметически усредненная теплота сгорания

На входном пункте арифметически вычисляют среднюю теплоту сгорания на период определения энергии путем деления суммы единичных периодических измерений теплоты сгорания на входном пункте на количество измерений теплоты сгорания (см. 10.2.1).

9.3.2 Средневзвешенная теплота сгорания

На входном пункте вычисляют средневзвешенную теплоту сгорания на период определения энергии для ее использования на последующих пунктах (см. 10.2.2)

9.3.3 Отслеживание качества

Данный специальный метод присваивания включает определение свойств газа в любом месте газопровода или сети газопроводов с помощью сетевого моделирования или воспроизведения состояния, основываясь на свойствах газа, определенных на всех точках его подачи в газопровод (газопроводы).

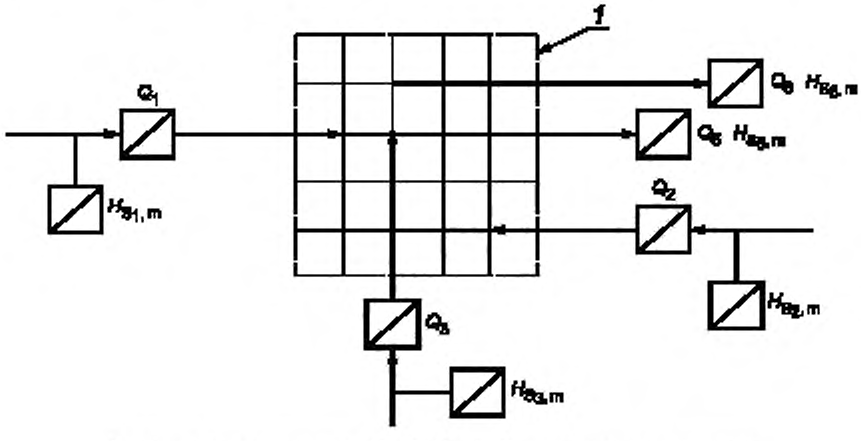
Цель отслеживания качества газа — получение информации о качестве газа в тех местах газопровода или сети, где не установлены средства измерений показателей качества газа.

Точность определения представительной теплоты сгорания зависит от точности и полноты данных, топологии газовой сети, а также от качества математической модели.

9.3.3.1 Воспроизведение значений теплот сгорания

Воспроизведение значений теплот сгорания (воспроизведение состояния) включает в себя вычисление их в удаленном режиме по набору соответствующих давлений и расходов газа в реальном газопроводе или сети газопроводов на основе полной топологии сети, проверенных измеренных величин скоростей потока в точках подачи и потребления газа, а также давлений и температур, и, возможно, дополнительных измерений в различных точках газопровода с использованием подходящей динамической математической модели.

Цель воспроизведения состояния — сбор информации о реальных состояниях потоков в трубопроводе или сети. Поэтому результаты работы систем определения качества газа на основе воспроизведения состояния могут быть использованы для взаиморасчетов за газ. В этом случае работа такой системы отслеживания качества должна проверяться дополнительными контрольными измерениями в подходящих местах газопровода. На рисунке 16 схематически показана сеть с большим количеством пунктов приемки (пункты *5* и *6* — два примера таких пунктов). Обозначения H_{S1}—H_{S3} — измеренные теплоты сгорания газа, полученного из различных источников соответственно, в количествах Q_1—Q_3, а H_{S5} и H_{S6} — вычисленные теплоты сгорания газа на принимающих пунктах в количествах, соответственно, Q_5 и Q_6.



1 — модель сети газопроводов; Q_1, Q_2, Q_3, Q_5, Q_6 — пункты приема-передачи

Рисунок 16 — Пример схемы отслеживания качества газа на основе воспроизведения состояния

9.3.3.2 Сеточное моделирование

В сеточном моделировании также вычисляется теплота сгорания для любой точки газопровода или сети газопроводов, но вследствие того, что исходные данные (топология сети, теплоты сгорания, потоки, давления и температуры) являются лишь непроверенными данными, полученными в реальном времени, или даже предполагаемыми величинами, результаты, как правило, неточны, и поэтому непригодны для целей взаиморасчетов за газ.

Во избежание путаницы, термин «сеточное моделирование» не следует использовать как синоним выражения «воспроизведение состояния».

10 Расчет количества энергии

10.1 Общие уравнения для расчета энергии

В соответствии с рисунком 2 определение энергии прошедшего газа основано на величинах, изменяющихся во времени:

- текущий расход — $q(t)$;
- текущая теплота сгорания — $H(t)$.

Поток энергии $e(t)$ вычисляют по формуле

$$e(t) = H(t) \cdot q(t). \quad (1)$$

Количество энергии $E(t_j)$, протекающее за период времени от t_0 до t_j (например, в пределах периода определения энергии; см. рисунки В.1—В.3 приложения В), вычисляют интегрированием уравнения (1) по времени от t_0 до t_j и получают $E(t_j)$, как в уравнении

$$E(t_j) = \int_{t_0}^{t_j} e(t)dt = \int_{t_0}^{t_j} H(t) \cdot q(t)dt. \quad (2)$$

Примечание — Например, если поток газа измеряется в течение 24 ч или одного дня, $E(t_j)$ обозначают $E(24)$, что соответствует количеству энергии за этот период.

Минимальный период времени определения энергии для взаиморасчетов равен одному часу или кратен ему (например, дни, недели, месяцы, один год).

Для определения энергии газа в течение одного часа возможно применение следующих процедур (см. также 7.2.2.1 и 7.2.2.2):

- перемножение значений вычисленного объема, приведенного к стандартным условиям измерения, и усредненной вычисленной теплоты сгорания за тот же час *или теплоты сгорания, определенной ранее и распространенной на указанный объем (приписанной в качестве постоянной величины к данному объему);*
- определение энергии непосредственно в преобразователе объема с использованием фактических измеренных величин для вычисления энергии на основе вычисления Q_r и H_r, с последующим суммированием этих отдельных количеств энергии в течение 1 ч.

Соответствующие часовые величины могут быть впоследствии просуммированы для получения величин за сутки, месяц или год по уравнениям, приведенным ниже.

Малый промежуток времени Δt выбирают таким образом, чтобы теплота сгорания, $H(t)$, могла быть принята за постоянную величину H_{const}. На практике H_{const} совпадает с результатом, выдаваемым средством измерений, которое периодически определяет и регистрирует последнюю измеренную величину между циклами измерений.

Для упрощения процесса период от t_0 до t_j делится на j интервалов времени, чтобы обеспечить выполнение допущения, принятого в формуле

$$E(t_j) = H_{const,\,1}\int_{t_0}^{t_1} q(t)dt + H_{const,\,2}\int_{t_1}^{t_2} q(t)dt + \ldots + H_{const,\,j}\int_{t_{j-1}}^{t_j} q(t)dt. \quad (3)$$

Интегралы в уравнении (3), соответствующие переданному количеству газа Q за соответствующие интервалы времени Δt, могут быть вычислены интегрированием фактического расхода газа по времени t, как показано в следующей формуле

$$Q(t) = \int q(t)dt. \quad (4)$$

На практике, однако, измерительные системы выдают количество Q напрямую, как результат измерений.

Таким образом, уравнение (3) может быть преобразована в следующую формулу

$$E(t_j) = \sum_{m=1}^{j} E_m = (H_{\text{const},1} \cdot Q_1) + (H_{\text{const},2} \cdot Q_2) + \ldots + (H_{\text{const},j} \cdot Q_j) = \sum_{m=1}^{j} (H_{\text{const},m} \ Q_m). \quad (5)$$

Уравнение (5) может использоваться для любого периода определения энергии, т. е. от одного часа до дней или месяцев.

Среднемесячные значения энергии могут быть получены вычислением, к примеру, с помощью средних значений за сутки.

Пример практического применения последовательного определения энергии приведен в приложении D.

10.2 Вычисление усредненных величин с помощью средних теплот сгорания и суммарных объемов

В случае, когда теплота сгорания постоянна в интервале времени от t_0 до t_j (см. рисунок B.1, приложение B), никаких специальных вычислений не проводят; если теплота сгорания изменяется в указанном интервале, то используют процедуры для вычисления подходящей теплоты сгорания, описанные в 10.2.1 и 10.2.2 (см. рисунки B.2 и B.3, приложение B).

10.2.1 Арифметическое усреднение теплоты сгорания

На практике теплота сгорания часто измеряется в представительной точке газопроводной сети и распространяется на газоизмерительные станции, расположенные в других точках. Таким образом, среднее арифметическое значение теплоты сгорания, H_{arith} определяют из n отдельных измерений по формуле

$$H_{\text{arith}} = \sum_{m=1}^{j} \left(\frac{H_m}{j} \right). \quad (6)$$

Формула (5) может быть упрощена, если отдельные значения $H_{\text{const},m}$ близки к среднему арифметическому значению H_{arith}:

$$E = H_{\text{arith}} \cdot Q. \quad (7)$$

10.2.2 Определение средневзвешенной теплоты сгорания

Если энергия количества газа, переданного за интервал времени от t_0 до t_j, зависит от количества газа $Q(t_j)$, которое было передано за тот же период, то так называемое определение средневзвешенной теплоты сгорания проводят по следующей формуле с учетом формулы (5)

$$H(t_j) = \frac{E(t_j)}{Q(t_j)} = \frac{\sum_{m=1}^{j} (H_{\text{const},m} \cdot Q_m)}{\sum_{m=1}^{j} Q_m}. \quad (8)$$

Каждое из j отдельных теплот сгорания $H_{\text{const},m}$ имеет вес в зависимости от соответствующего количества Q_m. Практическое применение данной формулы приведено в приложении F.

10.3 Пересчеты объем-объем и объем-масса

Если данные о качестве газа должны быть использованы для пересчета в пунктах приема-передачи, то необходимо, чтобы эти данные были связаны с газом, проходящим через эти пункты, то есть измерены на соответствующих узлах определения теплоты сгорания. Если теплота сгорания отнесена к единице объема, а количество газа измерено в единицах массы, то теплота сгорания должна быть переведена из объемной в массовую. Общее описание процедуры пересчета приведено в приложении C. Практические примеры пересчетов объем-объем и объем-масса на основе физических свойств и на основе состава приведены в E.1 и E.2 приложения E соответственно.

10.4 Определение энергии на базе заявленной теплоты сгорания

Для рутинного определения энергии в основном в пункте *4*, но также в пунктах *5* и *6* (см. рисунки 3 и 4), заявляют теплоту сгорания в пределах периода определения энергии для зоны газопотребления с

различными пунктами. Перед применением процедуры определения энергии необходимо определить средневзвешенную теплоту сгорания. Например, если в качестве периода определения энергии выбран один год, то теплоту сгорания для каждого месяца определяют как среднеарифметическое или средневзвешенное значение. В начале каждого месяца, для которого определяют энергию, устанавливают средневзвешенное годовое среднее значение на основе данных за последние 12 мес, учитывая ежемесячный отбор определенного количества природного газа соответствующим потребителем (потребителями).

В случае более продолжительных периодов определения энергии, месяц, в который проводилось определение энергии, не учитывают при расчете среднего значения.

В случае если период определения энергии равен одному году, заявленную теплоту сгорания определяет местная газораспределительная компания. Разницу между заявленной теплотой сгорания и фактическим среднегодовым значением следует оценивать ежегодно. Если разница составляет более 1 %, в качестве теплоты сгорания следует принимать фактическое среднегодовое значение. Важно, чтобы в течение длительного времени не наблюдалось существенного смещения между заявленной и фактической теплотами сгорания.

Практический пример определения энергии на базе заявленной теплоты сгорания приведен в приложении В.

11 Точность определения энергии

11.1 Точность

11.1.1 Точность определения количества энергии в природном газе, прошедшем через данный пункт, определяется по неопределенностям и смещениям.

11.1.2 Источниками неопределенности являются:

- неопределенности измерений количества газа и теплоты сгорания, учитываемые при определении энергии;
- непостоянство измеряемого параметра (особенную важность этот источник неопределенностей приобретает, когда численное значение параметра, используемого для определения энергии, косвенно получено на основе других измеренных величин).

11.1.3 Смещение проистекает из систематического расхождения между измеренными значениями количества и теплоты сгорания, используемыми в определении энергии на газоизмерительной станции, и истинными значениями этих параметров.

Возможное смещение определенной величины энергии может иметь несколько источников:

- погрешность калибровочного коэффициента, которая влияет на последующие измерения,
- использование постоянных коэффициентов, например, при пересчете измеренных объемов газа в соответствующие объемы при стандартных условиях измерения;
- значение теплоты сгорания, присвоенное газу в пункте, в котором измеряют только объем газа, что может сделать ее непредставительной для газа, проходящего через этот пункт.

Общая информация по вычислению неопределенности и установлению смещения при определении количества энергии приведена в 11.2 и 11.3. График, иллюстрирующий принципиальную разницу между нескорректированными измерениями, смещениями и окончательными результатами (например, скорректированной теплотой сгорания) с помощью схемы, соответствующей *ГОСТ Р 54500.3*, приведен в приложении J.

11.2 Вычисление неопределенности

Выведенную из общего уравнения измерения энергии (уравнение 10) относительную неопределенность измерения $u(E)$ вычисляют по формуле

$$u(E) = \left[u^2(H) + u^2(Q)\right]^{1/2}, \quad (9)$$

где $u(H)$ — относительная неопределенность измерения теплоты сгорания;

$u(Q)$ — относительная неопределенность измерения количества газа.

При вычислении неопределенности определения энергии необходимо принимать во внимание неопределенности, возникающие в результате влияния факторов, указанных в *ГОСТ Р 54500.3*.

Общая неопределенность вычисленной энергии также зависит от способа, которым выполнено интегрирование по промежутку времени, в течение которого проводят измерение энергии.

Если на газоизмерительной станции измеряют как теплоту сгорания, так и объем газа, а энергию вычисляют через короткие интервалы времени с последующим суммированием этих вычисленных величин, то интегрирование вносит незначительный вклад в общую неопределенность. В противном случае, когда общий объем газа, поставленный в течении нескольких месяцев, умножается на среднюю теплоту сгорания за этот же период для получения энергии за указанный период, эффект интегрирования вносит существенный вклад в неопределенность, особенно когда потребление газа и фактическая теплота сгорания изменяются в течение этого периода времени. При применении метода присваивания теплоты сгорания следует учитывать влияние на неопределенность разницы во времени присваивания теплоты сгорания газа и времени его реального поступления в пункт (см. 9.2.2). На практике вычисление неопределенностей (см. ИСО 12213-1 [6] и ИСО 12213-2 [7] и *ГОСТ Р 8.769* для расчета неопределенности вычисления коэффициента сжимаемости) зависит от способа вычисления количества энергии, прошедшего через пункт (см. раздел 7).

Примечание — Неопределенности расхода, давления, температуры и коэффициента сжимаемости могут быть определены по методам, приведенным в ИСО 12213-1 [6] и ИСО 12213-1 [7] и *ГОСТ Р 8.769*. В первом приближении относительная неопределенность для отдельного вычисления энергии может рассматриваться равной относительной неопределенности энергии, вычисленной для более длинных периодов времени (даже в течение периода взаиморасчетов) интегрированием небольших количеств энергии. Это приближение можно применять только в случае выполнения следующих условий:

- относительная неопределенность измеренного значения теплоты сгорания постоянна во всем диапазоне измеренных теплот сгорания;

- относительная неопределенность измерения количества природного газа постоянна во всем диапазоне расходов. На практике такое предположение действительно лишь в интервале диапазона расходов. Например, для некоторых диафрагменных систем измерения расхода неопределенность почти постоянна в диапазоне расхода от 30 % до 100 % Q_{max}. В некоторых случаях допустимо использовать максимальную относительную неопределенность для диапазона расхода газа, измеряемого расходомером.

Энергию E вычисляют по формуле

$$E = H \cdot Q, \tag{10}$$

где H — средняя или присвоенная теплота сгорания за этот период.

Неопределенность $u(E)$ вычисляют по формуле (9).

Неопределенность средней или присвоенной теплоты сгорания складывается из:

- неопределенности измерений;
- неопределенности, обусловленной изменением теплоты сгорания газа за период усреднения;
- неопределенности, обусловленной разницей во времени присваивания теплоты сгорания газа и времени его реального поступления в пункт.

11.3 Смещение

11.3.1 Смещение (см. приложение J) по возможности следует выявить и устранить.

Если на пункте измеряют и теплоту сгорания и объем (массу) газа, смещение определения энергии может быть вызвано следующими потенциальными факторами:

- систематическими ошибками при проведении процедуры калибровки;
- использование постоянных коэффициентов вместо данных, полученных в реальном времени, например, при пересчете объема при рабочих условиях в объем при стандартных условиях измерения.

Идентификацию источников смещения получают сравнением данных (см. 9.2.2), например, определением состава и теплоты сгорания аттестованных эталонных газовых смесей для контроля свойств рабочих эталонных газовых смесей. В некоторых случаях возможно сравнение выходных данных измерительных систем, включенных последовательно, например, двух систем измерения в одном пункте, расположенных, соответственно, выше и ниже по потоку и эксплуатируемых разными сторонами контракта.

Возможность возникновения смещения возрастает при использовании приписанных теплот сгорания, или в случае, если на пункте используются расходомеры простых конструкций с низкой точностью.

11.3.2 Смещение может являться результатом пересчета измеренного расходомером объема газа в эквивалентный объем при стандартных условиях. Возможность возникновения смещения высока при использовании относительно простых расходомеров на пункте *4* для коммунально-бытовых потребителей в случае:

- если пересчет измеренного объема газа при рабочей температуре в эквивалентный объем при стандартной температуре включает присвоенную, фиксированную величину для рабочей температуры расходомера; в таких случаях, если рабочая температура выше (ниже), чем стандартная, объем газа при стандартной температуре будет завышенным (заниженным);

- если пересчет измеренного объема газа при рабочем давлении в эквивалентный объем при стандартном давлении включает использование фиксированного среднего значения, например, полученного из средней высоты над уровнем моря для компенсации изменения атмосферного давления в зависимости от нее; случаях, где высота пункта выше (ниже), чем установленная высота, объем газа, вычисленный при стандартном давлении, будет завышенным (заниженным).

11.3.3 Смещение может возникать вследствие того, что присвоенная теплота сгорания в пункте не является достаточно представительной для газа, проходящего через пункт, например, вследствие:

- использования усредненной по времени теплоты сгорания в пункте, где расход может значительно изменяться, возможно, даже падать со временем до нуля;
- использования усредненной по потоку теплоты сгорания для сети, в которой большинство пунктов систематически снабжаются из источников, газы которых имеют теплоты сгорания, отличные от теплоты сгорания, усредненной по потоку;
- использования заявленной теплоты сгорания, которая вследствие требований нормативных документов должна быть ниже, чем реальная теплота сгорания газа, проходящего через любой из пунктов сети.

12 Контроль и гарантии качества

12.1 Общие положения

Необходимо проводить мониторинг системы определения энергии для обеспечения ее правильного функционирования и поддержания заданного уровня точности и целостности, например, с использованием дублирующих систем. Данный мониторинг включает в себя техническое обслуживание, поверку и калибровку системы, которые проводятся в течение срока ее службы, и может сопровождаться техническим обслуживанием программного обеспечения системы, управляющего ее работой. Обработку и передачу данных необходимо проводить с использованием безопасных и надежных процедур.

Если получены согласованные данные для сравнения, то их необходимо проанализировать на предмет возможного возникновения смещения и его оценки. Как правило, анализ проводят в случае наличия достаточного количества данных, например, после одного года эксплуатации. Поэтому, данные, собранные в соответствии с разделом 9, используют непосредственно для целей взаиморасчетов.

В программу мониторинга системы определения энергии, принятую у данного пользователя, необходимо включать процедуру контроля качества.

12.2 Проверка смещения результатов измерения

Чтобы избежать постоянных убытков для сторон контракта, вызывающих перекрестное субсидирование других потребителей, на всех пунктах приема-передачи следует избегать смещения. Определение смещений допускается проводить методом сравнения на базе статистических методов, использующих графические и/или вычислительные инструменты, например, методом CUSUM по ИСО 7870-4 [11].

При использовании методов на базе вычислительных инструментов для определения смещения необходимо учесть, что применение этих методов, как правило, оправдано только для пунктов с большими количествами газа, где производится расширенный сбор и анализ данных, включая архивные данные.

В общем случае доступны следующие возможности для сравнения данных:

поверочный (калибровочный) эталон	<=>	поверочный (калибровочный) эталон;
средства поверки (калибровки)	<=>	средство измерений;
измеренные величины	<=>	вычисленные величины;
средство измерений	<=>	средство измерений;
входной пункт	<=>	совокупность выходных пунктов.

В общем случае, выявление смещения может быть надежно проведено только при обработке данных за достаточно продолжительный период времени.

Для калориметров продолжительность указанного периода может составлять два межповерочных (межкалибровочных) интервала, например, один месяц. Обычно сравнение для газоизмерительных станций имеет смысл лишь после одного года, принимая во внимание случайное влияние погоды в течение года. Когда смещения или систематические погрешности идентифицированы, следует принять меры для их количественной оценки и устранения, используя подходящие замещающие величины или поправочные коэффициенты.

12.3 Прослеживаемость

Точность измерения поставленной энергии имеет огромное значение. Смещения или систематические погрешности приносят выгоду одной стороне контракта в ущерб другой. Случайные же ошибки обладают нейтральным эффектом.

Большинство средств измерений использует сравнительные методы и точность измерений, как правило, зависит от точности используемых *поверочных* (калибровочных) эталонов. Отсюда возникает интерес к используемым эталонам и прослеживаемости.

12.4 Подстановочные значения

Определение энергии природного газа должно быть постоянно обеспечено в любое время ее передачи через пункт, даже если средство измерений полностью или частично вышло из строя.

Если средство измерений вышло из строя, необходимо использовать подстановочные значения энергии до тех пор, пока его работоспособность не будет восстановлена. Подстановочные значения могут быть получены на базе наиболее достоверных из имеющихся величин и могут быть определены средствами измерений, дополнительным оборудованием и/или с помощью использования вычислительных моделей количественной оценки.

Подстановочные значения энергии и их происхождение следует объяснить и довести до сведения сторон контракта. Данные значения требуют подтверждения всеми сторонами контракта. Подстановочные значения должны быть легко отличимы от других величин.

Стороны контракта должны согласовать общие процедуры получения подстановочных значений энергии с достаточным запасом по времени до начала ее передачи. Такие процедуры могут включать следующее:

- средства измерений, установленные выше и ниже по потоку;
- линейную регрессию;
- интерполяцию от последней достоверной величины перед выходом из строя средства измерений до первой достоверной величины после введения в строй;
- почасовое, посуточное, еженедельное, ежемесячное или ежегодное сравнение с эквивалентным прошедшим периодом;
- сравнение выхода или коэффициента полезного действия установок в случае промышленного потребителя;
- сравнение, основанное на пробах;
- сравнение параметров потока в мультипотоковых измерительных системах с постоянным гидравлическим сопротивлением;
- вычисление согласно физическим законам течения и т. д.

Примеры таких процедур приведены в приложении G.

Приложение А
(справочное)

Основные средства измерений и методы определения энергии

А.1 Методики измерения объема газа и методики, которые используют в пунктах приема-передачи разных стран для определения энергии, приведены в таблицах А.1—А.5.

Т а б л и ц а А.1 — Пункты приема-передачи и методики измерений объема в различных странах

Страна	Пункт, на котором применяются следующие методики измерений объема							
	диафрагменная	роторного типа	вихревая	турбинная	дроссельная	ультразвуковая	другая	дублирование измерения объема
Бельгия	—	3,5,6	—	1,2,3,5,6	—	—	—	—
Китай	4,6	4,5,6	3,5,6	2,3,5,6	1,2,3,5,6	1,2,3,5	—	—
Германия	4,6	3,4,5,6	2,3	1,2,3,5,6	1,2	2	—	1,2,3,5
Франция	4,6	3,5,6	—	1,2,3,5,6	1,2	—	—	1,2
Великобритания	4,6	5	—	1,5	1	4,5,6	—	1,5
Италия	4,6	3,5	—	3,5	1,3,5	—	—	1,3,5
Голландия	4,6	3,5,6	—	1,2,3,5,6	1	1,2	—	1,2,3,5
Австрия	—	—	—	1,2	1,2	—	—	1,2
Россия	1,3,5,6	—	—	1,3,5	1,2,3,5	—	—	3,4
Венгрия	4,5,6	3,5,6	—	3,5,6	1,3,5	—	—	1,3
США	4,5,6	1,2,3,4,5,6	3,5	1,2,3,5,6	1,2,3,5	2,3,5	5а	1,2,3,5

а — сопло Вентури и определение массы газа;
1 — пункт приема-передачи от газодобывающей компании (компании-оператора хранилища газа) к газотранспортной компании;
2 — пункт приема-передачи от газотранспортной компании к региональной газораспределительной компании;
3 — пункт приема-передачи от региональной газораспределительной компании к местной газораспределительной компании;
4 — пункт приема-передачи от местной газораспределительной компании к коммунально-бытовому потребителю;
5 — пункт приема-передачи от местной газораспределительной компании к промышленному потребителю;
6 — пункт приема-передачи от местной газораспределительной компании к коммерческому потребителю.

Таблица А.2 — Пункты приема-передачи и проводимые на них мероприятия для различных стран

Страна	Пункт, на котором проводятся следующие мероприятия											
	Измерение		Хранение данных		Измерение плотности при		Вычисление коэффициента сжимаемости	Пересчет объема	Калориметрические измерения	Коррекция теплоты сгорания	Подстановочные значения при отказах	Прямое измерение энергии
	объема	температуры, давления	внутри пункта	снаружи пункта	рабочих условиях	стандартных условиях						
Бельгия	1,2,3, 4,5,6	2,3	—	—	—	—	3[b]	1,2,3	2	—	2	—
Китай	1,2,3, 4,5,6	1, 2, 3, 5, 6	1,2	—	—	—	1,2,3, 5,6	—	—	—	—	—
Германия	1,2,3, 4,5,6	1, 2, 3, 5, 6	1	—	1,2,5	1,2,5, (1,2)[a]	1	1	1,2,5	1	1	—
Франция	1,2,3, 4,5,6	1, 2, 3, 5, 6	1	—	(1,2)[a]	2 (1,2)[a]	1	1	1,2	—	1	—
Великобритания	1,4,5,6	1, 2, 5, 6	1	1	1 (1,2,5)[a]	1[a]	1	1	1,2,5	1	1	—
Италия	1,3,4, 5,6	1,3,5	1	—	1[a]	3,5 (1,3,5)[a]	1	1	1,3,5	—	1	—
Голландия	1,2,3, 4,5,6	1, 2, 3, 5, 6	1,2, 5,6	2	1 (1,2,5)[a]	1,2 (1,2, 3,5)[a]	1,2,4, 5,6	1,2,3, 4,5,6	1,2,3,5	5,6	1	—
Россия	1,2,3, 4,5,6	1, 2, 3, 4, 5, 6	1,2, 3,4, 5,6	—	(1,2, 3,5)[a]	1,2,3,4, 5,6 (1,2, 3,5)[a]	1,2,3, 4,5,6	1,2,3, 4,5,6	—	—	1,2,3,4, 5,6	—
Венгрия	1,3,4, 5,6	1, 3, 5, 6	1	1	(1,3,5)[a]	(1,3,5)[a]	1	—	3,5	—	1	—
США	1,2,3, 4,5,6	1, 2, 3, 4, 5, 6	1,2, 3,5,6	1,2,3, 5,6	1 до 6 (1 до 6)[a]	1,2,3,5,6 (1,2,3, 5,6)[a]	1,2,3, 5,6	1,2,3, 5,6	1,2,3,5	1,2, 3,5	1,2,3, 5,6	1,2,3,5

а — значение вычисленной плотности;

1 — пункт приема-передачи от газодобывающей компании (компании-оператора хранилища газа) к газотранспортной компании;

2 — пункт приема-передачи от газотранспортной компании к региональной газораспределительной компании;

3 — пункт приема-передачи от региональной газораспределительной компании к местной газораспределительной компании;

4 — пункт приема-передачи от местной газораспределительной компании к коммунально-бытовому потребителю;

5 — пункт приема-передачи от местной газораспределительной компании к промышленному потребителю;

6 — пункт приема-передачи от местной газораспределительной компании к коммерческому потребителю.

Таблица А.3 — Пункты приема-передачи и проводимые на них мероприятия для различных стран

Страна	Пункт, на котором проводятся следующие мероприятия							
	Плотность при		Измерение объема и температуры	Теплота сгорания, измеренная с помощью				Резервное копирование результатов измерений теплоты сгорания
	рабочих условиях	стандартных условиях		газовой хроматографии	влажной калориметрии	сухой калориметрии	другой	
Бельгия	—	(2,3,5,6)[a]	2,3,5,6	(2,3,5,6)[c]	—	—	—	2
Китай	(3,5)[a]	(3,5)[a]	3,5	(3,5)[d]	—	—	—	—
Германия	(1,2,5)[b]	(1,2,5)[b]; (1,2)[a]	1,2,3,5,6	(1,2,5)[c]; 2[d]	1,2,5	—	—	1,2
Франция	(1,2)[a]	(2,5)[b]; (1,2)[a]	1,2,3,5,6	(1,2)[c]	1	—	—	1,2
Великобритания	1[b]; (1,2,5)[a]	1[a]	1,2,5,6	(1,2,5)[c]	—	—	—	1,2,5
Италия	1[a]	(3,5)[b]; (1,3,5)[a]	1,3,5	(1,5)[c]; (1,3,5)[d]	—	—	—	—
Голландия	(1,5)[b]; (1,2,5)[a]	(1,2,5)[b]; (1,2,3,5)[a]	1,2,3,5,6	(1,2,5)[c]; 1[d]	1	—	—	1,2,5
Россия	(1,2,3,5)[a]	(1,2,3,5)[a,b]	1,2,3,5,6	1,2	—	5	1,2,3,5	1,2
Венгрия	(1,3,5)[a]	(1,3,5)[a]	1,3,5,6	(1,5)[c]	—	—	—	—
США	(1,2,3, 5,6)[a,b]	(1,2,3, 5,6)[a,b]	1,2,3,4,5,6	(1,2, 3,5)[c,d]	1,2,3,5	1,2,3,5	—	1,2,3,5

a — вычисленная величина;
b — измеренная величина;
c — онлайн измерение;
d — офлайн измерение;
1 — пункт приема-передачи от газодобывающей компании (компании-оператора хранилища газа) к газотранспортной компании;
2 — пункт приема-передачи от газотранспортной компании к региональной газораспределительной компании;
3 — пункт приема-передачи от региональной газораспределительной компании к местной газораспределительной компании;
4 — пункт приема-передачи от местной газораспределительной компании к коммунально-бытовому потребителю;
5 — пункт приема-передачи от местной газораспределительной компании к промышленному потребителю;
6 — пункт приема-передачи от местной газораспределительной компании к коммерческому потребителю.

Таблица А.4 — Пункты приема-передачи и проводимые на них мероприятия для различных стран

Страна	Пункт, на котором проводятся следующие мероприятия					
	Коэффициент сжимаемости	Пересчет объема	Хранение данных	Генерация подстановочных величин	Коррекция вычисленных величин расхода с помощью поправочного коэффициента	Прямое измерение энергии
Бельгия	1[b,c]	1[d]	1[d,e]	1[f,g]	—	—
Китай	1,5[a]	1,5[d]	1[d]	—	—	—
Германия	1[b]	1[d]	1[d]	1[f,g]	1	—
Франция	1[b]	1[d]	1[d]	1[f,g]	—	—
Великобритания	1[b]; 5[a]	1,5[d]; (4,5,6)[e]	1[d,e]	1[g]	1	—
Италия	1[a]	1[d]	1[d]	1[f,g]	—	—

Окончание таблицы А.4

Страна	Пункт, на котором проводятся следующие мероприятия					
	Коэффициент сжимаемости	Пересчет объема	Хранение данных	Генерация подстановочных величин	Коррекция вычисленных величин расхода с помощью поправочного коэффициента	Прямое измерение энергии
Голландия	(1,3,4,6)[a]; (2,4,6)[b]	(1,2,3,4, 5,6)[d]; 2[e]	(1,2,5,6); 2[d]	1[g]	5,6	—
Россия	(1,2,3,4)[a]	(1,2,3,5)[d,e]	(1,2,3,5)[d]	(1,2,3,5)[f,g]	—	1,5
Венгрия	(1,3,5)[a]; (1,3,5)[b]	(1,3,5)[d,e]	(1,3,5)[d,e]	(1,3,5)[f,g]	—	—
США	(1,2,3,5,6)[a]	(1,2,3,5,6)[d,e]	(1,2,3,5,6)[d,e]	(1,2,3,5,6)[f] (1,2,3,5)[g]	1,2,3,5	1,2,3,5

a — пересчет объема методом AGA 8 (см [12]);
b — пересчет объема методом S-GERG88 (см. [13]);
c — средство измерений коэффициента сжимаемости;
d — внутри станции;
e — снаружи станции;
f — онлайн;
g — офлайн;
1 — пункт приема-передачи от газодобывающей компании (компании-оператора хранилища газа) к газотранспортной компании;
2 — пункт приема-передачи от газотранспортной компании к региональной газораспределительной компании;
3 — пункт приема-передачи от региональной газораспределительной компании к местной газораспределительной компании;
4 — пункт приема-передачи от местной газораспределительной компании к коммунально-бытовому потребителю;
5 — пункт приема-передачи от местной газораспределительной компании к промышленному потребителю;
6 — пункт приема-передачи от местной газораспределительной компании к коммерческому потребителю.

Таблица А.5 — Пункты приема-передачи и проводимые на них мероприятия для различных стран

Страна	Пункт, на котором проводятся следующие мероприятия						
	Определение энергии на базе измеренных на месте величин	Определение энергии на базе вычисленных значений теплоты сгорания	Энергетические значения, вычисленные методом воспроизведения состояния или из математических моделей	Минимальные периоды определения энергии для газопотребления			
				Каждый час	Каждые сутки	Каждый месяц	Другие
Бельгия	2,3,5,6	4	4	2,3,5,6	3,5,6	5	(4,6)[c]
Китай	3,5	—	—	5	—	—	4[c], 5[a]
Германия	1,2,3,5	2,3,4,5,6	3,5	1,2,3,5,6	1,2,3	3,4,5,6	(4,6)[c]
Франция	1,2,3,5	3,4,5,6	3,5	1,2,5	1,2,3,5	3,4,6	4[a]
Великобритания	1,2,5,6	1,4,5,6	—	—	1,4,5	5,6	4[b]
Италия	1,3,5	3,4,5,6	—	—	1,4,5	3,4,5,6	—
Голландия	1,2,3,5	4,5,6	—	1,2,3,5	—	6	(4,6)[c]
Россия	1,2,3,4,5,6	—	1,2,3,4,5,6	—	—	1,2,3,4,5,6	—
Венгрия	1,3,5	3,4,5,6	—	—	1	3,4,5,6	4[c], 5[a]

Окончание таблицы А.5

Страна	Пункт, на котором проводятся следующие мероприятия						
	Определение энергии на базе измеренных на месте величин	Определение энергии на базе вычисленных значений теплоты сгорания	Энергетические значения, вычисленные методом воспроизведения состояния или из математических моделей	Минимальные периоды определения энергии для газопотребления			
				Каждый час	Каждые сутки	Каждый месяц	Другие
США	1,2,3,5	1,2,3,5	4,5,6	1,2,3	1,2,3,5	4,6	—

a — еженедельно;

b — ежеквартально;

c — ежегодно;

1 — пункт приема-передачи от газодобывающей компании (компании-оператора хранилища газа) к газотранспортной компании;

2 — пункт приема-передачи от газотранспортной компании к региональной газораспределительной компании;

3 — пункт приема-передачи от региональной газораспределительной компании к местной газораспределительной компании;

4 — пункт приема-передачи от местной газораспределительной компании к коммунально-бытовому потребителю;

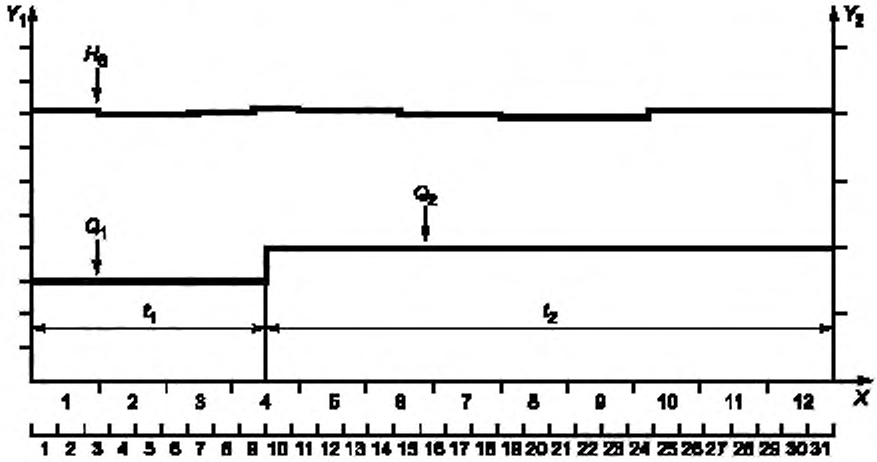
5 — пункт приема-передачи от местной газораспределительной компании к промышленному потребителю;

6 — пункт приема-передачи от местной газораспределительной компании к коммерческому потребителю.

Приложение В
(справочное)

Различные возможные модели изменения теплоты сгорания

На рисунках В.1—В.3 изображены различные примеры возможных моделей изменения теплоты сгорания в течение периода определения энергии.

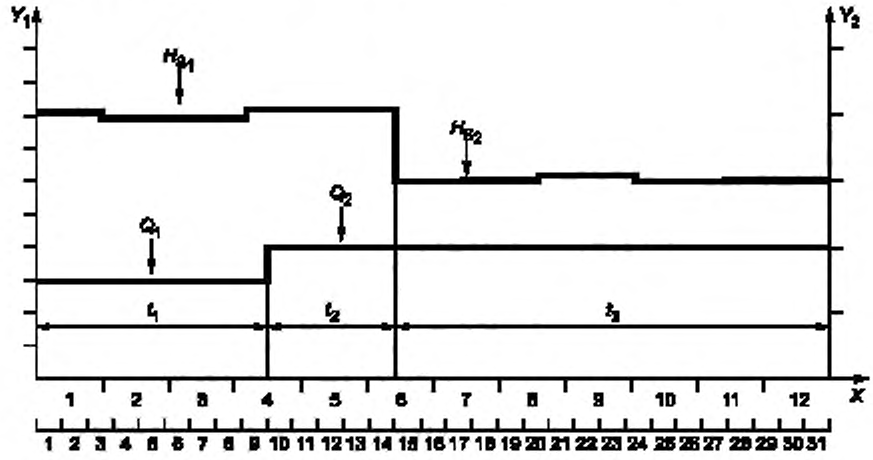


По оси X — месяцы (1 — январь, 12 — декабрь) или дни (с 1-го по 31-е каждого месяца);
по оси Y_1 — теплота сгорания H_S, МДж/м^3; по оси Y_2 — объемный расход q_v, м^3/сут или м^3/мес

Рисунок В.1 — Определение энергии с периодом в один год или один месяц с постоянной теплотой сгорания

На рисунке В.1 теплота сгорания в течение периода определения энергии, например, 1 месяца, практически постоянна. Поэтому оправдано вычисление средней теплоты сгорания за полный месяц (см. раздел 10, особое внимание необходимо уделить информации, приведенной в 10.4). При определении энергии следует учесть, что расход газа с 1-го по 10-е число меньше, чем за период с 10-го по 31-е число. Поэтому количество энергии E_1 вычисляют для периода времени t_1 и количество энергии E_2 для периода времени t_2.

Если шкала времени растянута на год, оправдано вычисление среднегодовой теплоты сгорания по форме кривой теплоты сгорания. Для этого года количество энергии, E_1 вычисляют с января по апрель, а с мая по декабрь — количество энергии E_2.



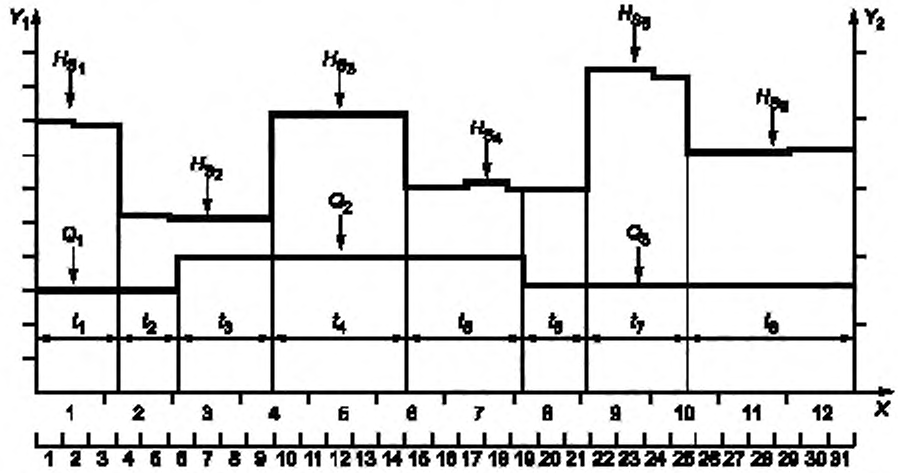
По оси X — месяцы (1 — январь, 12 — декабрь) или дни (с 1-го по 31-е каждого месяца);
по оси Y_1 — теплота сгорания H_S, МДж/м^3; по оси Y_2 — объемный расход q_v, м^3/сут или м^3/мес

Рисунок В.2 — Определение энергии с периодом в один год или один месяц с двумя разными теплотами сгорания

На рисунке В.2 теплота сгорания почти постоянна за период до 15-го числа, после чего она значительно уменьшается. Для определения энергии нужно либо разбить месяц на два периода — с 1-го по 15-е и с 16-го по 31-е число, либо же использовать усреднение (см. раздел 9 и приложение F). Для больших количеств газа по экономическим соображениям следует проводить разделение на два периода.

В этом случае, для целей определения энергии количества энергии, E_1, E_2 и E_3 для соответствующих периодов t_1, t_2 и t_3 необходимо определять раздельно для компенсации различных количеств газа с 1-го по 10-й день и изменения теплоты сгорания 15-го числа.

Если шкала времени растянута на год, характер изменения теплоты сгорания оправдывает разделение года на периоды определения t_1, t_2 и t_3. Так количество энергии E_1 вычисляют с января по апрель, E_2 — для периода с мая по июнь и E_3 — для периода с июля по декабрь.



По оси X — месяцы (1 — январь, 12 — декабрь) или дни (с 1-го по 31-е каждого месяца),
по оси Y_1 — теплота сгорания H_S, МДж/м^3; по оси Y_2 — объемный расход q_v, м^3/сут или м^3/мес

Рисунок В.3 — Энергия за периоды определения год или месяц с несколькими разными теплотами сгорания

На рисунке В.3 теплота сгорания изменяется несколько раз за период определения энергии; таким образом, либо делят месяц на два периода, либо вычисляют среднюю теплоту сгорания (см. раздел 9 и приложение F). Для больших количеств газа по экономическим соображениям необходимо разделить теплоту сгорания на шесть индивидуальных теплот сгорания от H_{S1} до H_{S6}.

В этом случае количества энергии от E_1 до E_8, связанные с периодами от t_1 до t_8, соответственно, вычисляют отдельно с использованием различных количеств Q_1, Q_2 и Q_3 и различных теплот сгорания для каждого периода времени. Общее количество энергии получают суммированием величин от E_1 до E_8 по формуле (5).

Если шкала времени растянута на год, характер изменения теплоты сгорания оправдывает разделение года на различные периоды определения энергии с теплотами сгорания H_{S1}, H_{S2}, H_{S3} и т. д. и определение для каждого периода средней теплоты сгорания для целей определения энергии.

Приложение С
(справочное)

Пересчеты объем-объем и объем-масса

Так как стандарты, устанавливающие требования к определению расхода газа (*ГОСТ 8.586.1*, *ГОСТ Р 8.740*), обычно приводят расход в единицах массы в секунду или единицах объема (при рабочих условиях) в секунду, то в последнем случае необходим пересчет объема в объем при стандартных условиях.

В стандарте ЕН 1776:1998 [2] (приложение С), начиная с уравнения неразрывности по массе, приведены уравнения для пересчета объема и определения массы на основе объема и плотности при рабочих условиях. Они приведены с использованием символов, согласующихся с директивами ИСО, подобно формулам (С.1) и (С.2) для расчета преобразованного объема V_r при стандартных условиях, м^3, и уравнения (С.3) для вычисления массы M, кг.

Для вычислений допускается использовать следующие формулы

$$V_r = V\frac{p \cdot T_r \cdot Z_r}{p_r \cdot T \cdot Z}, \tag{С.1}$$

$$V_r = V\frac{\rho}{\rho_r}, \tag{С.2}$$

$$M = V\frac{p \cdot M_m}{T \cdot Z \cdot R}, \tag{С.3}$$

где p — давление при рабочих условиях, Па (бар);
p_r — давление при стандартных условиях измерения, Па (бар);
T — рабочая температура, К;
T_r — температура при стандартных условиях измерения, К;
V — объем при рабочих условиях, м^3;
Z — коэффициент сжимаемости при рабочих условиях;
Z_r — коэффициент сжимаемости при стандартных условиях измерения;
M_m — молярная масса, кг/моль;
R — универсальная газовая постоянная, равная 8,314510 кДж/(кмоль·К);
ρ — плотность при рабочих условиях, кг/м^3;
ρ_r — плотность при стандартных условиях измерения, кг/м^3.

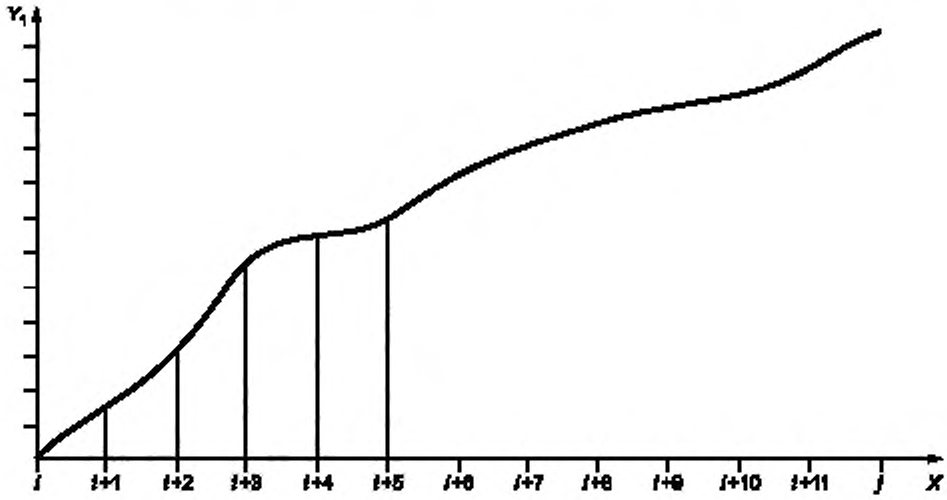
Примечание — Информация по коэффициенту сжимаемости приведена в 5.4.4.

Приложение D
(справочное)

Суммирование энергии нарастающим итогом

В соответствии с настоящим методом, измерения теплоты сгорания проводят через короткие интервалы времени с последующим их умножением на количество зарегистрированного расходомером газа в течение интервала между последовательными измерениями для получения количества энергии для данного интервала времени. Обычно интервалы времени выбираются периодичностью в несколько минут; необходимо, чтобы теплота сгорания газа оставалась постоянной с достаточной точностью в течение выбранного временного интервала.

Во многих случаях, интервал времени равен времени цикла анализа компонентного состава газовым хроматографом, используемым для определения теплоты сгорания. Затем отдельные количества энергии для всех интервалов времени за расчетный период складываются для получения общей энергии. Метод проиллюстрирован на рисунке D.1.



Ось *X* — время ($t = i, i+1, i+2, \ldots, j$), ось *Y* — измеренное количество газа

Рисунок D.1 — Последовательное определение энергии

При времени i количество газа, зарегистрированного расходомером, равно $Q_{t=i}$ и теплота сгорания газа равна $H_{t=i}$. При времени $i + 1$ количество газа, зарегистрированного расходомером, равно $Q_{t=i+1}$ и теплота сгорания газа равна $H_{t=i+1}$.

В этом случае количество энергии для интервала от $t = i$ до $t = i + 1$ вычисляют по формуле

$$E_{t=i \text{ до } t=i+1} = (Q_{t=i+1} - Q_{t=1})H_{t=j}. \quad (D.1)$$

Тогда, для любого интервала от времени i до времени j общее количество энергии, E получают сложением всех дискретных порций энергии по формуле

$$E = (E_{t=i \text{ до } i=i+1} + E_{t=i \text{ до } t=i+2} + \ldots + E_{t=j-1 \text{ до } t=j}). \quad (D.2)$$

На практике данный метод применяют, используя суммирующее устройство для записи количества газа, зарегистрированного расходомером; результаты измерений теплоты сгорания также направляют в суммирующее устройство.

Этот метод применяют на пунктах, в которых проводят измерения, как количества, так и качества газа. Однако, с использованием новейших информационных систем, работающих в режиме реального времени, в данном методе также возможно использование присвоенных фиксированных значений теплоты сгорания.

Приложение Е
(справочное)

Практические примеры пересчета объема и вычисления энергии

Е.1 Вычисления согласно *ГОСТ Р 8.769*

Е.1.1 Общие уравнения

Значение объема V_r, м^3, при стандартных условиях измерения из значения объема при рабочих условиях вычисляют по формуле

$$V_r = V \cdot z, \tag{Е.1}$$

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

z — коэффициент пересчета, вычисленный по формуле

$$z = \frac{T_r}{T} \frac{p_{amb} + p_g - p_{H_2O}}{p_r} \frac{Z_r}{Z}, \tag{Е.2}$$

где T_r — температура при стандартных условиях измерения, К;

T — рабочая температура, К;

p_{amb} — среднее атмосферное давление, кПа (бар);

p_g — рабочее давление по показаниям манометра, кПа (бар);

p_{H_2O} — парциальное давление паров воды в природном газе, кПа (бар);

p_r — давление при стандартных условиях измерения, кПа;

Z — коэффициент сжимаемости при рабочих условиях;

Z_r — коэффициент сжимаемости при стандартных условиях измерения.

Отношение Z_r/Z вычисляют из H_S, ρ_r и концентраций диоксида углерода, азота и водорода, например, с использованием *ГОСТ Р 8.769* (S-GERG88; см. [13]).

Е.1.2 Пример вычисления

Вычисление преобразованного объема V_r приводится в качестве примера с использованием следующих параметров, указанных в *ГОСТ Р 8.769* (S-GERG 88 [13]):

- среднее атмосферное давление p_{amb}, равное 99,66 кПа (0,9966 бар);
- рабочее давление p_g, равное 700 кПа (7,0 бар);
- рабочая температура T, равная 288,15 К (25 °С)
- теплота сгорания $H_{S,r}$, приведенная к стандартным условиям измерения, равная 11,901 кВт·ч/м^3;
- плотность ρ_r, равная 0,8227 кг/м^3;
- содержание диоксида углерода C_{CO_2}, равное 1,12 мольных %;
- содержание азота C_{N_2}, равное 0,80 мольных %;
- содержание водорода C_{H_2}, равное 0 мольных %;
- парциальное давление паров воды в природном газе p_{H_2O}, равное < 0,1 кПа (< 0,001 бар);

Примечание — Парциальное давление паров воды в природном газе p_{H_2O} может быть выражено в виде произведения φ (относительной влажности газа) и p_{sat} (парциальное давление насыщенного водяного пара). В осушенных природных газах парциальное давление паров воды обычно не превышает 0,1 кПа (0,001 бар). Таким образом, для осушенного природного газа произведение относительной влажности газа и парциального давления насыщенного пара, как правило, устанавливают равным нулю.

- отношение Z_r/Z, равное 1,01752.

Примечание — Это значение вычислено с использованием первых восьми значений, приведенных в *ГОСТ Р 8.769* (S-GERG 88 [13]).

Подстановка измеренных значений в уравнение (Е.2) приводит к выражению

$$z = \frac{273{,}15K}{288{,}15K} \cdot \frac{99{,}66\ кПа + 700\ кПа - 0\ кПа}{101{,}325\ кПа} \cdot 1{,}01752. \tag{Е.3}$$

В результате расчетов получено значение коэффициента пересчета z, равное 7,61224.

На газоизмерительной станции измерено количество Q (V = 1000 м^3; T = 288,15 К; p_g = 700 кПа (7,0 бар); p_{amb}= 99,66 кПа (0,9966 бар)). Пересчет объема к условиям температуры 288,15 К и давления 101,325 кПа с использованием формулы (Е.1) дает значение V_r, равное 7612,24 м^3.

Количество энергии Е вычисляют в соответствии с формулой (10) следующим образом:

$$E = 7612{,}24\ м^3 \cdot 11{,}901\ кВт{\cdot}ч\ /м^3 = 90593{,}27\ кВт{\cdot}ч\ (326135{,}77\ МДж). \tag{Е.4}$$

Е.2 Вычисления согласно ИСО 12213-2 [7]

Е.2.1 Общие уравнения

Используют общие уравнения и принципы, приведенные в Е.1.1. Кроме того, соотношение Z_n/Z допускается вычислять по компонентному составу газа согласно ИСО 12213-2 [7].

Е.2.2 Пример вычисления

Вычисление энергии, Е, проводится, как показано, с использованием следующих параметров, измеренных на одном из пунктов.

- среднее атмосферное давление p_{amb}, равное 99,66 кПа (0,9966 бар);
- рабочее давление p_g, равное 5000 кПа (50,0 бар);
- рабочая температура T, равная 283,15 К (10 °С);
- содержание диоксида углерода C_{CO_2}, равное 2,22 мольных %;
- содержание азота C_{N_2}, равное 0,77 мольных %;
- содержание кислорода C_{O_2}, равное 0,01 мольных %;
- содержание метана C_{CH_4}, 87,62 мольных %;
- содержание этана $C_{C_2H_6}$, равное 8,75 мольных %;
- содержание пропана $C_{C_3H_8}$, равное 0,53 мольных %;
- содержание изобутана $C_{i\text{-}C_4H_{10}}$, равное 0,03 мольных %;
- содержание н-бутана $C_{n\text{-}C_4H_{10}}$, равное 0,04 мольных %;
- содержание изопентана $C_{i\text{-}C_5H_{12}}$, равное 0,01 мольных %;
- содержание н-пентана $C_{n\text{-}C_5H_{12}}$, равное 0,01 мольных %;
- содержание группы C_{6+} $C_{C_6H_{14}+}$, равное 0,01 мольных %;
- теплота сгорания, приведенная к стандартным условиям измерения (рассчитанная по анализу), $H_{S,r}$, равная 11 581 кВт·ч/м^3;
- плотность, приведенная к стандартным условиям измерения (рассчитанная по анализу) ρ_n, равная 0,8133 кг/м^3
- парциальное давление паров воды в природном газе p_{H_2O}, равное < 0,1 кПа (< 0,001 бар).

Примечание — Парциальное давление паров воды в природном газе p_{H_2O} выражают в виде произведения φ (относительной влажности газа) и p_{sat} (парциальное давление насыщенного водяного пара). В осушенных природных газах парциальное давление паров воды обычно не превышает 0,1 кПа (0,001 бар). Таким образом, для осушенного природного газа произведение относительной влажности газа и парциального давления насыщенного пара, как правило, устанавливают равным нулю;

- отношение Z_r/Z, равное 1,1520737.

Примечание — Это значение вычислено с использованием содержаний в газе компонентов от диоксида углерода до группы C_{6+}, приведенных в ИСО 12213-2 [7] (AGA:8-92DC, уравнение (8); см. [12]).

Подстановка измеренных значений в уравнение (Е.2) приводит к следующему выражению:

$$z = 0{,}96468 \cdot 50{,}32973 \cdot 1{,}1520737. \qquad (Е.5)$$

В результате расчетов получено значение коэффициента пересчета z, равное 55,93558.

На газоизмерительной станции измерено количество Q (V = 10000 м^3; T = 283,15 К; p_g = 5000 кПа (50,0 бар); p_{amb} = 99,66 кПа (0,9966 бар)). Пересчет объема к стандартным условиям измерения, рекомендованным ИСО, с использованием уравнения (Е.1) дает значение V_n, равное 559355,8 м^3.

Количество энергии E, вычисляют в соответствии с формулой (10) следующим образом:

$$E = 559355{,}8 \text{ м}^3 \times 41{,}6916 \text{ МДж/м}^3 = 23320438{,}27 \text{ МДж } (6477899{,}52 \text{ кВт·ч}). \qquad (Е.6)$$

Приложение F
(справочное)

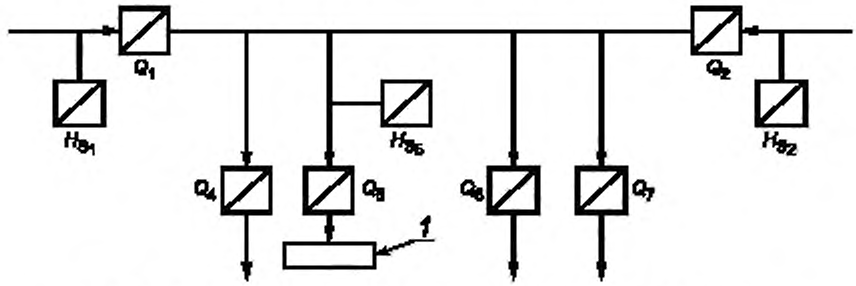
Практические примеры усреднения теплоты сгорания при различных вариантах поставок газа

Следующие примеры демонстрируют вычисление поставленной энергии для пункта 5 (промышленный потребитель) на базе:

- арифметически усредненной теплоты сгорания (см. рисунок F.1 и таблицу F.1);
- средневзвешенной теплоты сгорания/фиксированного присваивания (см. рисунок F.2 и таблицы F.2 и F.3);
- средневзвешенной теплоты сгорания/переменного присваивания (см. рисунок F.3 и таблицы F.4, F.5 и F.6).

Примечание — Процедуру коррекции теплоты сгорания (см. 6.5, 12.2 и приложение J) используют для пунктов 1—3 и 5.

В таблице F.1 представлен расчет энергии по отдельным измеренным теплотам сгорания H_{S5} при стандартных условиях и различных количествах газа V_{Q_5} при стандартных условиях измерения для промышленного потребителя в пункте *5*. Точки входа пунктов *1* и *2* (см. рисунок F.1) снабжают газом ряд пунктов *4—7*. Значения H_{S_5}, Q_5, p_5, T_5, плотности и содержания диоксида углерода измерены в пункте *5*.

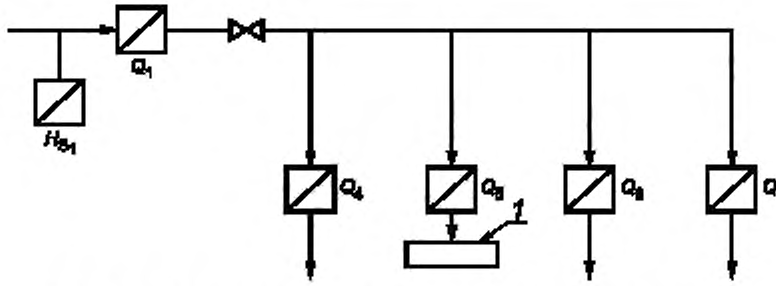


Q_1, Q_4, Q_5, Q_6 и Q_7 — пункты приема-передачи; *1* — промышленный потребитель

Рисунок F.1 — Система с точками входа в пунктах *1* и *2*, которые затем снабжают ряд пунктов *4—7*

Таблица F.1 — Расчет энергии с использованием отдельных измерений теплот сгорания на пункте *5*

Час	Теплота сгорания H_{S_t}		Количество газа, V_{Q_5}, м^3	Энергия E	
	МДж/м^3	кВт·ч/м^3		МДж	кВт·ч
1	39,89	11,08	5100	203429	56508
2	39,82	11,06	4950	197089	54747
3	39,82	11,06	4880	194303	53973
...	...	...	...	...	...
...	...	...	...	...	...
...	...	...	...	...	...
744	39,64	11,01	5000	217998	60555
суммарно	—	—	3868800	153343757	42595488



Q_1, Q_4, Q_5, Q_6 и Q_7 — пункты приема-передачи. *1* — промышленный потребитель

Рисунок F.2 — Система с одной точкой входа в пункте *1*, который затем снабжает ряд пунктов *4*—*7*

Таблица F.2 — Данные для вычисления средневзвешенной теплоты сгорания, используемой для фиксированного присваивания в пункте *5* (промышленный потребитель)

Час	Теплота сгорания [a] H_{S1}		Количество газа V_{Q1}, м^3	Энергия *E*	
	МДж/м^3	кВт·ч/м^3		МДж	кВт·ч
1	39,89	11,08	101000	4028688	1119080
2	39,82	11,06	105000	4180680	1161300
3	39,82	11,06	107000	4260312	1183420
...	...	...	...	...	...
...	...	...	...	...	...
744	39,64	11,01	98000	3884328	1078980
суммарно	—	—	72912785	2895220864,8	804228018

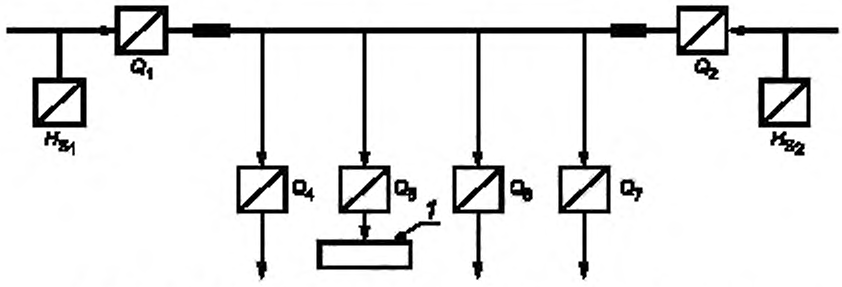
[a] Средневзвешенную за месяц теплоту сгорания H_{S1} вычисляют по часовым данным в точке входа следующим образом: $H_{S1} = E/V_{Q1}$ =2895220844,8 МДж/72912785 м^3 = 39,71 МДж/м^3 (11,03 кВт·ч/м^3).

Таблица F.3 — Расчет энергии в пункте *5* с использованием средневзвешенной теплоты сгорания для фиксированного присваивания

Час	Средневзвешенная теплота сгорания H_S		Количество газа V_{Q5}, м^3	Ежемесячно, энергия *E*	
	МДж/м^3	кВт·ч/м^3		МДж	кВт·ч
1	—	—	5100	—	—
2	—	—	4950	—	—
3	—	—	4880	—	—
...	—	—	...	—	—
744	—	—	5500	—	—
суммарно	—	—	3809280	—	—
—	39,71	11,03	—	151258888,8	42016358

Рисунок F.3 иллюстрирует газотранспортную систему с двумя точками входа *1* и *2*, которые снабжают ряд пунктов *4*—*7* с двух направлений. Изменения качества газа аналогичны изображенным на рисунке В.2.

Промышленный потребитель снабжается на пункте *5*, где измеряют Q_5, p_5 и T_5. Используемую теплоту сгорания H_{S1+S2} (см. таблицу F.6) для определения энергии, присваивают по усредненной H_{S1} в пункте *1* (см. таблицу F.4) и усредненной H_{S2} в пункте *2* (см. таблицу F.5).



Q_1, Q_4, Q_5, Q_6 и Q_7 — пункты приема-передачи; *1* — промышленный потребитель

Рисунок F.3 — Система с двумя входными пунктами *1* и *2*, которые снабжают пункты *4*—*7* с двух направлений

Таблица F.4 — Данные для расчета ежемесячной средневзвешенной теплоты сгорания в пункте *1*

День	Теплота сгорания [a] H_{S1}		Количество газа V_{Q1}, м^3	Энергия *E*	
	МДж/м^3	кВт·ч/м^3		МДж	кВт ч
1	39,82	11,08	1150251	45881208	12744781
2	39,82	11,06	1200500	47799108	13277530
...	...	...	...	...	...
31	39,64	11,01	1080500	42826698	11896305
суммарно	—	—	37747354	1497513027,6	415975841

[a] Средневзвешенную теплоту сгорания за месяц H_{S1} вычисляют по ежедневным данным измерений в пункте *1* следующим образом:
$H_{S1} = E/V_{Q1}$ = 149751027,6 МДж/37747354 м^3 = 39,67 МДж/м^3 (11,02 кВт·ч/м^3).

Таблица F.5 — Данные для расчета ежемесячной средневзвешенной теплоты сгорания на пункте *2*

День	Теплота сгорания [a] H_{S2}		Количество газа V_{Q2}, м^3	Энергия *E*	
	МДж/м^3	кВт·ч/м^3		МДж	кВт ч
1	38,88	10,80	600500	23347440	6485400
2	39,528	10,98	580540	22947584	6374329
...	...	...	...	...	...
31	39,564	10,99	520000	20573280	5714800
суммарно	—	—	17577413	692660160	192405600

[a] Средневзвешенную теплоту сгорания за месяц H_{S2} вычисляют по ежедневным данным измерений в пункте *2* следующим образом:
$H_{S2} = E/V_{Q2}$ = 192405600 кВт ч/17577413 м^3 = 10.95 кВт·ч/м^3 (39,42 МДж/м^3).

Таблица F.6 — Расчет энергии для пункта *5* с использованием переменного присваивания средневзвешенной теплоты сгорания за месяц

День	Теплота сгорания [a] H_{S1+S2}		Количество газа $V_{Q5,r}$ м^3	Ежемесячно, энергия *E*	
	МДж/м^3	кВт·ч/м^3		МДж	кВт·ч
1	—	—	5100	—	—
2	—	—	4950	—	—
...	—	—	...	—	—
31	—	—	5000	—	—
суммарно	—	—	3809280	—	—

Окончание таблицы F.6

День	Теплота сгорания [a] H_{S1+S2}		Количество газа $V_{QS,\Gamma}$, м^3	Ежемесячно, энергия E	
	МДж/м^3	кВт·ч/м^3		МДж	кВт·ч
—	39,600	11,00	—	150847488	41902080

[a] Расчет действителен при условии, что разница между H_{S1} и H_{S2} менее чем ± 2 %. Тогда средневзвешенную теплоту сгорания за месяц H_{S1+S2}, в пунктах 4— 7 вычисляют как отношение суммы всех количеств энергии в пунктах *1* и *2* к сумме всех объемов в данных пунктах. Пример расчета приведен ниже

$$H_{S1+S2} = \frac{(415975841 + 192405600)\ \text{кВт·ч}}{(37747354 + 17577413)\ \text{м}^3} = 11{,}00\ \text{кВт·ч/м}^3\ (39{,}60\ \text{МДж/м}^3).$$

Приложение G
(справочное)

Способы определения подстановочных значений

G.1 Дублирующая измерительная система

Если в наличии имеется дублирующая измерительная система, все величины от данной системы необходимо использовать в случае отказа главной (рабочей) измерительной системы.

G.2 Система без дублирования

Если дублирующая измерительная система отсутствует, наилучшими вариантами решений могут быть следующие:

a) объем при рабочих условиях может быть получен из:

- собственных показаний средства измерений;
- архивных данных;
- пересчета объема;
- по данным параллельно работающих средств измерений;
- по линейной интерполяции между последним корректным значением до отказа и первым корректным значением после восстановления работоспособности системы;
- усреднением на основе периодов измерений до и после отказа.

b) объем при стандартных условиях измерения V_r:

- в случае, если V, p, T, Z известны, вычисляют по формуле

$$V_r = V \frac{p \cdot T_r \cdot Z_r}{p_r \cdot T \cdot Z}, \quad (G.1)$$

а если известны V, ρ, ρ_r; то V_r вычисляют по формуле

$$V_r = V \cdot \frac{\rho}{\rho_r}; \quad (G.2)$$

- вычисляют линейной интерполяцией между последним корректным значением до отказа и первым корректным значением после восстановления функциональности системы;
- вычисляют усреднением по периодам до и после отказа.

c) значения параметров газа (H_S, содержание диоксида углерода, ρ и ρ_n) могут быть получены:

- по результатам контрольных измерений;
- из величин, полученных методами моделирования или восстановления состояния системы;
- линейной интерполяцией между последним корректным значением до отказа и первым корректным значением после восстановления функциональности системы;
- усреднением по периодам до и после отказа;
- продолжением использования последней (сохраненной) величины.

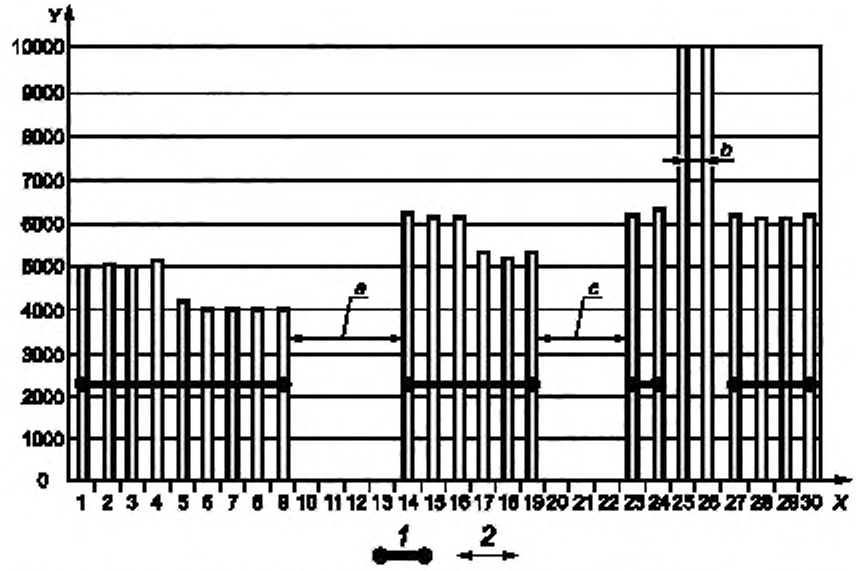
d) величины, определяющие термобарические условия газа (p, T) могут быть получены:

- по представительным величинам из системы SCADA или систем управления технологическим процессом (передача данных из точек измерения);
- линейной интерполяцией между последним корректным значением до отказа и первым корректным значением после восстановления функциональности системы;
- усреднением по периодам до и после отказа;
- продолжением использования последней (сохраненной) величины.

Приложение Н
(справочное)

Графический пример проверки достоверности

На рисунке Н.1 приведен пример использования простого графического способа проверки достоверности, например, дневного расхода



X — день месяца; *Y* — количество газа, м^3/сут; *1* — значения, рассматриваемые как достоверные; *2* — проверяемые значения; *a* — неисправность средства измерений; *b* — неисправность газоизмерительной станции; *c* — отсутствие расхода

Рисунок Н.1 — Проверка достоверности дневных количеств газа на газоизмерительной станции (пример)

Данные, которые признаны достоверными в период с 1 по 9 число месяца, регистрируют. Однако, в периоды с 10 по 13 число и с 20 по 22 число данные отсутствовали вследствие неисправности в первый период средства измерений и отсутствия расхода газа во второй период. Это означает, что для первого периода необходимо создать подстановочные данные (см. 12.4). Подстановочные данные необходимо создать также для проведения расчетов 26 и 27 числа, в связи с тем, что проверка средства измерений показала, что оно работало в нештатном режиме.

Приложение J
(справочное)

Графический пример нескорректированных данных, коррекции смещения и конечного результата

Рисунок J.1, аналогичный рисунку, приведенному в приложении *D ГОСТ Р 54500.3*, помогает пользователю настоящего стандарта простым графическим способом интерпретировать влияние инструментального смещения и избежать недоразумений при использовании поставщиком в контрактах указанных терминов.

Данные для данного схематического примера могут быть основаны на наборе измерений теплот сгорания отобранных проб, результатах поверки (калибровки) расходомера на поверочном (калибровочном) оборудовании или других.

Предполагается, что нескорректированные значения, являющиеся результатами измерений, нормально распределены (рисунок J.1, линия «a»).Из данных значений может быть вычислено нескорректированное арифметическое среднее (рисунок J.1, линия «b»). Затем проводится коррекция для всех известных инструментальных смещений, например, с помощью сравнения с поверочным (калибровочным) эталоном. Результат измерений показан линией «d» на рисунке J.1.

Вследствие того, что истинная величина среднего из результатов измерений никогда не может быть найдена, между результатом процедуры коррекции и истинной величиной всегда присутствует неизвестная погрешность.

Линии «f» и «g» на рисунке J.1 содержат дополнительную статистическую информацию, в частности, значение измеряемой величины, которое не может быть точно определено, и неизвестные значения измеряемой величины вследствие неполного определения.

Примечание — Дополнительная информация приведена в приложении *D ГОСТ Р 54500.3*.

Таким образом, скорректированная средняя величина (линия «h» на рисунке J.1) на практике является конечным результатом измерений.

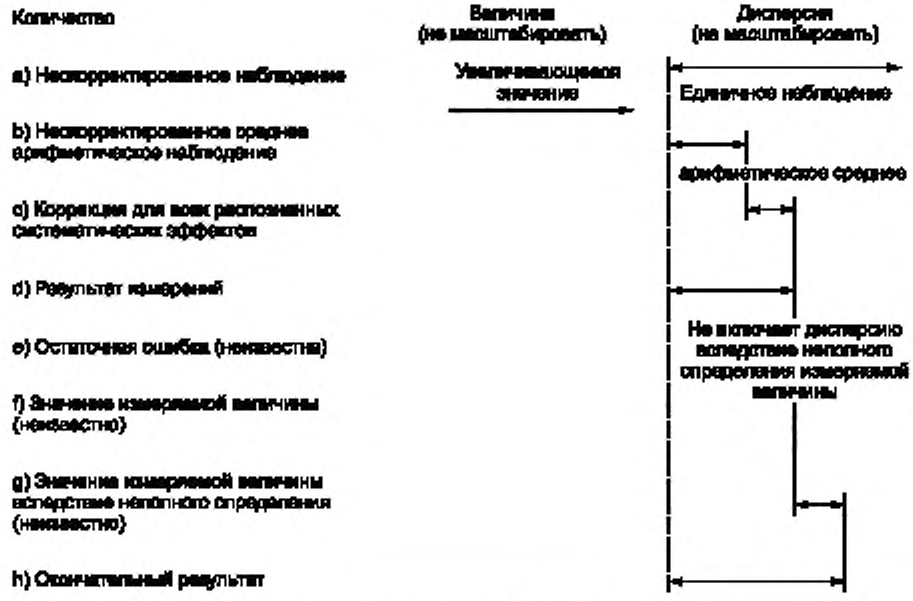
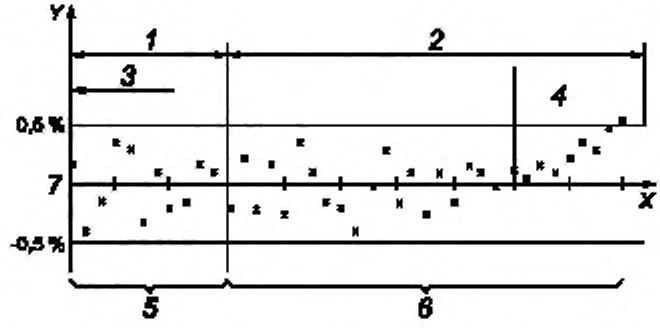


Рисунок J.1 — Графическое представление измеренных величин, нескорректированного среднего арифметического, инструментального смещения, скорректированного среднего, остаточной ошибки и окончательного результата

Приложение К
(справочное)

Определение теплоты сгорания для одного пласта



X — время, неделя или месяц; *Y* — разность между фактической теплотой сгорания и начальной теплотой сгорания, выраженной в процентах от первоначальной величины; *1* — начальный период добычи; *2* — основной период добычи, *3* — начало добычи; *4* — конечная стадия истощения; *5* — отбор проб с интервалом в одну неделю, *6* — отбор проб с интервалом в один квартал, *7* — теплота сгорания в начальный период

Рисунок К.1 — Определение теплоты сгорания для одного пласта

При начале разработки пласта с постоянным составом необходимо проводить отбор нескольких проб через относительно короткие интервалы (обычно от 6 до 12 проб с интервалом в неделю). Значения теплот сгорания индивидуальных проб усредняют арифметически. Усредненную величину называют «начальной теплотой сгорания» и считают эталоном.

В течение периода добычи из пласта для определения теплоты сгорания отбирают пробы через оговоренные контрактом интервалы (обычно от трех до шести месяцев). Данное значение теплоты сгорания используют для определения энергии, если она достоверна (см. 8.3) и ее величина находится в пределах отклонения, равного 0,5 % начальной теплоты сгорания.

В зависимости от условий контракта для определения энергии до момента отбора и анализа новой пробы допускается использовать последнее значение теплоты сгорания или среднее из трех (или более) последних значений теплоты сгорания.

Если теплота сгорания, вычисленная из состава газа последней пробы, отклоняется более чем на 0,5 % начальной теплоты сгорания, то отбирают и анализируют в течение двух недель контрольную пробу. Если теплота сгорания, рассчитанная по составу контрольной пробы достоверна (см. 7.3) и отличается менее, чем на 0,5 % начальной теплоты сгорания, то непредставительную пробу отбрасывают и заменяют на контрольную пробу.

Приложение ДА
(справочное)

Сведения о соответствии ссылочного межгосударственного стандарта международному стандарту, использованному в качестве ссылочного в примененном международном стандарте

Таблица ДА.1

Обозначение ссылочного межгосударственного стандарта	Степень соответствия	Обозначение и наименование ссылочного международного стандарта
ГОСТ 31369—2008 (ИСО 6976:1995)	MOD	ISO 6976 «Газ природный. Расчет теплотворной способности, плотности, относительной плотности и показателей Воббе для смеси»

Примечание — В настоящей таблице использовано следующее условное обозначение степеней соответствия стандарта:
- MOD — модифицированный стандарт.

Библиография

[1]	*Рекомендации по межгосударственной стандартизации РМГ 29—2013*	*Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения*
[2]	ЕН 1776:1998	Системы газоснабжения. Газоизмерительные станции. Функциональные требования (Gas supply systems — Natural gas measuring stations — Functional requirements)
[3]	ИСО 14532:2014	Газ природный. Словарь (Natural gas — Vocabulary)
[4]	ИСО/МЭК Руководство 99:2007	Международный словарь по метрологии. Основные и общие понятия и соответствующие термины (VIM) (International vocabulary of metrology — Basic and general concepts and associated terms (VIM))
[5]	ГОСТ Р 56333—2014	Газы горючие природные. Стандартные условия измерения и вычисления физико-химических свойств
[6]	ИСО 12213-1:2006	Газ природный. Расчет коэффициента сжимаемости. Часть 1. Введение и руководящие указания (Natural gas — Calculation of compression factor — Part 1: Introduction and guidelines)
[7]	ИСО 12213-2:2006	Газ природный. Расчет коэффициента сжимаемости. Часть 2. Расчет на основе анализа молярного состава (Natural gas — Calculation of compression factor — Part 2: Calculation using molar composition analysis)
[8]	EN 12405-1:2005 + A2:2010	Счетчики газа — Коррекционные устройства — Часть 1. Коррекция объема (Gas meters — Conversion devices — Part 1: Volume conversion)
[9]	ИСО 15970:2008	Газ природный — Измерение свойств — Свойства, относящиеся к объему: плотность, давление, температура и коэффициент сжимаемости (Natural gas — Measurement of properties — Volumetric properties: density, pressure, temperature and compression factor)
[10]	ИСО 15971:2008	Газ природный. Измерение свойств. Теплота сгорания и число Воббе (Natural gas — Measurement of properties — Calorific value and Wobbe index)
[11]	ИСО 7870-4:2011	Карты контрольные. Часть 4. Карты с накопленной суммой. (Control charts — Part 4: Cumulative sum charts)

[12] Starling, K.E., Savidge, J.L. Compressibility Factors for Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases, American Gas Association (AGA) Transmission Measurement Committee Report No. 8, American Petroleum Institute (API) MPMS, chapter 14.2, second edition, November 1992

[13] Jaeschke, M., Audibert, S., Van Caneghem, P., Humphreys, A.E., Janssen-Van Rosmalen, R., Pellei, Q., Michels, J.P.J., Schouten, J.A., Ten Seldam, C.A. *High Accuracy Compressibility Factor Calculation for Natural Gases and Similar Mixtures by Use of a Truncated Virial Equation*, GERG Technical Monograph TM2 (1988) and Fortschritt-Berichte VDI, Series 6, No. 231 (1989)

УДК 543.68 ОКС 75.060 Л19

Ключевые слова: газ горючий природный, определение, энергия, объем, теплота сгорания, методы присваивания, пересчет объема, подстановочные значения, представительная теплота сгорания, точность

БЗ 8—2017/12

Редактор *А.М. Козлов*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *С.В. Смирнова*
Компьютерная верстка *Е.О. Асташина*

Сдано в набор 04.09.2017. Подписано в печать 03.10.09.2017. Формат 60×84 1/8. Гарнитура Ариал. Усл. печ. л. 6,51. Уч.-изд. л. 5,90. Тираж 22 экз. Зак. 1705.
Подготовлено на основе электронной версии предоставленной разработчиком стандарта

Издано и отпечатано во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123001 Москва, Гранатный пер., 4
www.gostinfo.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru