



МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ
СТАНДАРТ

ГОСТ
5542–202_
(проект, RU)

ГАЗ ПРИРОДНЫЙ
ПРОМЫШЛЕННОГО И КОММУНАЛЬНО-БЫТОВОГО НАЗНАЧЕНИЯ
Технические условия

Настоящий проект стандарта не подлежит применению до его утверждения

Предисловие

Евразийский совет по стандартизации, метрологии и сертификации (ЕАСС) представляет собой региональное объединение национальных органов по стандартизации государств, входящих в Содружество Независимых Государств. В дальнейшем возможно вступление в ЕАСС национальных органов по стандартизации других государств.

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

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ»

2 ВНЕСЕН Межгосударственным техническим комитетом по стандартизации МТК 52 «Природный и сжиженные газы»

3 ПРИНЯТ Евразийским советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от «___» _____ 202_ г. №___)

За принятие стандарта проголосовали:

Краткое наименование страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Код страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Сокращенное наименование национального органа по стандартизации
Азербайджан	AZ	Азстандарт
Армения	AM	Минэкономики Республики Армения
Беларусь	BY	Госстандарт Республики Беларусь
Грузия	GE	Грузстандарт
Казахстан	KZ	Госстандарт Республики Казахстан
Киргизия	KG	Кыргызстандарт
Молдова	MD	Институт стандартизации Молдовы
Россия	RU	Росстандарт
Таджикистан	TJ	Таджикстандарт
Туркменистан	TM	Главгосслужба «Туркменстандартлары»
Узбекистан	UZ	Узстандарт
Украина	UA	Минэкономразвития Украины

4 Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и

метрологии от «___» _____ 202_ г. №___ межгосударственный стандарт ГОСТ 5542-202_ введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с «___» _____ 202_ г.

5 ВЗАМЕН ГОСТ 5542-2014

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

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

© Стандартиформ, 202_

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

М Е Ж Г О С У Д А Р С Т В Е Н Н Ы Й С Т А Н Д А Р Т**ГАЗ ПРИРОДНЫЙ ПРОМЫШЛЕННОГО И
КОММУНАЛЬНО-БЫТОВОГО НАЗНАЧЕНИЯ****Технические условия**

Natural gas for commercial and domestic use. Specifications

Дата введения – 202_ – 00 – 00**1 Область применения**

1.1 Настоящий стандарт распространяется на природный газ, поставляемый в системы газораспределения и используемый в качестве сырья и топлива промышленного и коммунально-бытового назначения.

1.2 Настоящий стандарт устанавливает требования к природному газу, указанному в 1.1.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие межгосударственные стандарты:

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

ГОСТ 12.1.007 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

ГОСТ 12.1.044 Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения

ГОСТ 10062 Газы природные горючие. Метод определения удельной теплоты сгорания

ГОСТ 20060 Газ природный. Определение температуры точки росы по воде

ГОСТ 20061 Газ природный. Определение температуры точки росы по углеводородам

ГОСТ 22387.2 Газ природный. Методы определения сероводорода и

меркаптановой серы

ГОСТ 22387.4 Газ для коммунально-бытового потребления. Метод определения содержания смолы и пыли

ГОСТ 22387.5 Газ для коммунально-бытового потребления. Методы определения интенсивности запаха

ГОСТ 26374 Газ горючий природный. Определение общей серы

ГОСТ 27193 Газы горючие природные. Метод определения теплоты сгорания водяным калориметром

ГОСТ 30852.5 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения

ГОСТ 30852.11 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам

ГОСТ 30852.19 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 20. Данные по горючим газам и парам, относящиеся к эксплуатации электрооборудования

ГОСТ 31369 Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава

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

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

ГОСТ XXXXX Газ природный. Определение серосодержащих компонентов методом газовой хроматографии

ГОСТ XXXXX Газ природный. Определение плотности пикнометрическим методом

ГОСТ XXXXX Газ природный. Определение общей серы методом ультрафиолетовой флуоресценции

ГОСТ XXXXX Газ природный. Стандартные условия

П р и м е ч а н и е – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов (и классификаторов) на официальном интернет-сайте Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации (www.easc.by) или по указателям национальных стандартов, издаваемым в государствах, указанных в предисловии, или на официальных сайтах соответствующих национальных органов по стандартизации. Если на документ дана недатированная ссылка, то следует использовать документ, действующий на текущий момент, с учетом всех внесенных в него изменений. Если заменен ссылочный документ, на который дана

датированная ссылка, то следует использовать указанную версию этого документа. Если после принятия настоящего стандарта в ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение применяется без учета данного изменения. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 природный (горючий) газ: Газообразная смесь, добытая из всех видов месторождений (залежей) углеводородного сырья, состоящая из метана и более тяжелых углеводородов, азота, диоксида углерода, водяных паров, серосодержащих соединений, инертных газов.

П р и м е ч а н и я

1 Метан является основным компонентом природного газа.

2 Природный газ обычно содержит также незначительные количества других компонентов.

3.2 природный газ промышленного назначения: Природный газ, используемый в качестве сырья и топлива на промышленных объектах.

П р и м е ч а н и е – К данному виду природного газа относится, в том числе, природный газ, используемый в качестве топлива в котельных, снабженных системами сигнализации загазованности и аварийными запорными устройствами, расположенных в промышленных зонах вне границ коммунально-бытовых объектов и жилых зон.

3.3 природный газ коммунально-бытового назначения: Природный газ, используемый в качестве топлива на объектах коммунально-бытовой сферы.

4 Технические требования

4.1 По физико-химическим показателям природный газ промышленного и коммунально-бытового назначения должен соответствовать требованиям и нормам, указанным в таблице 1.

Таблица 1 – Физико-химические показатели природного газа промышленного и коммунально-бытового назначения

Наименование показателя	Норма		Метод испытания
	Минимум	Максимум	
1 Молярная доля компонентов (компонентный состав), %	Не нормируют, определение обязательно		По 8.1
2 Молярная доля диоксида углерода, %	–	2,5	По 8.1
3 Молярная доля кислорода, %	–	0,050	По 8.1
4 Массовая концентрация сероводорода, г/м ³	–	0,007 (0,020)	По 8.2
5 Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м ³	–	0,016 (0,036)	По 8.2
6 Массовая концентрация общей серы, г/м ³	–	0,030 (0,070)	По 8.3
7 Низшая объемная теплота сгорания, МДж/м ³ (ккал/м ³)	31,80 (7600)	–	По 8.4
8 Высшее число Воббе, МДж/м ³ (ккал/м ³)	41,20 (9840)	54,50 (13020)	По 8.5
9 Отклонение высшего числа Воббе от номинального значения, %	–	5	По 8.5
10 Плотность, кг/м ³	Не нормируют, определение обязательно		По 8.6
11 Температура точки росы по воде при давлении в точке отбора пробы, °С	Ниже температуры газа в точке отбора пробы		По 8.7
12 Температура точки росы по углеводородам при давлении в точке отбора пробы, °С	Ниже температуры газа в точке отбора пробы		По 8.8
13 Массовая концентрация углеводородов C ₅₊ , г/м ³	Не нормируют, определение обязательно		По 8.9
14 Массовая концентрация механических примесей, г/м ³	–	0,001	По 8.10

Окончание таблицы 1

Наименование показателя	Норма		Метод испытания
	Минимум	Максимум	
15 Интенсивность запаха при объемной доле 1% в воздухе, балл	3	–	По 8.11
<p>Примечания</p> <p>1 При согласовании с принимающей стороной допускается подача природного газа с молярной долей диоксида углерода не более 4 %, по отдельным газопроводам с максимальным рабочим давлением не более 5,0 МПа, в случае, если природный газ по указанному газопроводу подается только данной принимающей стороне.</p> <p>2 Приведенные в скобках значения норм для показателей 4-6 действительны до 01.01.2024 г., с 01.01.2024 г. действительны значения норм, приведенные без скобок.</p> <p>3 Если значение любого из показателей 4-6, 14 в течение года не превышает 0,001 г/м³, то в дальнейшем данный показатель определяют не реже 1 раза в год по согласованию между поставляющей и принимающей сторонами.</p> <p>4 Если значение показателя 6 в отобранной пробе природного газа не превышает значения 0,001 г/м³, допускается не определять показатели 4 и 5 в данной пробе природного газа.</p> <p>5 Нормы показателей 4-8 и 14 установлены при стандартных условиях определения и сгорания по ГОСТ XXXXX¹⁾. Результаты измерений показателей 10 и 13 также приведены при стандартных условиях определения по ГОСТ XXXXX¹⁾.</p> <p>6 При расчете показателей 7 и 8 принимают 1 кал равной 4,1868 Дж.</p> <p>7 Показатели 7-9 распространяются только на природный газ, используемый в качестве топлива.</p> <p>8 В соглашениях между поставляющей и принимающей сторонами номинальное значение высшего числа Воббе устанавливают в пределах нормы показателя 8 для отдельных газораспределительных систем.</p> <p>9 Для природного газа, в котором содержание углеводородов C₅₊ не превышает 1,0 г/м³, показатель 12 не нормируют, определение показателя 12 при этом не проводят.</p> <p>10 Показатель 15 распространяется только на природный газ коммунально-бытового назначения. Для природного газа промышленного назначения необходимость его одоризации и нормирования по показателю 15 проводят по согласованию с принимающей стороной.</p> <p>11 Температуру природного газа в точке отбора пробы измеряют по ГОСТ 8.586.5-2005 (пункт 6.3). Допускается проводить измерение температуры природного газа в точке отбора пробы в соответствии с требованиями иных применяемых методик измерения расхода газа.</p>			

4.2 Форма условного обозначения: «Газ природный промышленного и коммунально-бытового назначения по ГОСТ 5542-202_».

5 Требования безопасности

5.1 Природный газ является газообразным малотоксичным пожаровзрывоопасным продуктом. По ГОСТ 12.1.044 природный газ относят к горючим газам. По токсикологической характеристике природный газ относят к веществам четвертого класса опасности по ГОСТ 12.1.007, не оказывающим сильного токсикологического действия на организм человека, но его компоненты при концентрациях, снижающих объемную долю кислорода во вдыхаемом воздухе до

¹⁾ГОСТ XXXXX «Газ природный. Стандартные условия»

16 %, вызывают удушье.

5.2 Природный газ образует с воздухом взрывоопасные смеси. Концентрационные пределы воспламенения природного газа в смеси с воздухом, выраженные в процентах объемной доли метана: нижний - 4,4, верхний - 17,0 по ГОСТ 30852.19, температура самовоспламенения (по метану) - 537°C по ГОСТ 30852.19.

5.3 Категория взрывоопасности и группа взрывоопасных смесей для смеси природного газа с воздухом - IIA и T1 по ГОСТ 30852.11 и ГОСТ 30852.5, соответственно.

5.4 Максимальное давление взрыва смеси природного газа с воздухом, находящейся при стандартных условиях определения, равно 0,72 МПа (по метану). Скорость нарастания давления взрыва природного газа определяют по ГОСТ 12.1.044.

5.5 При отборе проб и проведении испытаний природного газа на соответствие его физико-химических показателей требованиям таблицы 1, необходимо соблюдать требования безопасности, указанные в межгосударственных стандартах на методы отбора проб и методы испытаний природного газа (см. раздел 8), а также требования национального законодательства и нормативных документов стран, принявших данный стандарт в качестве национального стандарта.

5.6 В настоящем стандарте не предусмотрено рассмотрение всех вопросов безопасности, связанных с его применением.

6 Требования охраны окружающей среды

6.1 При отборе проб и проведении испытаний природного газа на соответствие его физико-химических показателей требованиям таблицы 1, необходимо соблюдать требования охраны окружающей среды, указанные в межгосударственных стандартах на методы отбора проб и методы испытаний природного газа (см. раздел 8), а также требования национального законодательства и нормативных документов стран, принявших данный стандарт в качестве национального стандарта.

6.2 В настоящем стандарте не предусмотрено рассмотрение всех вопросов охраны окружающей среды, связанных с его применением.

7 Правила приемки

7.1 Природный газ передают и принимают партиями. Под партией понимают количество природного газа, сопровождаемое одним документом о качестве (паспортом качества), содержащим сведения о поставляющей стороне, а также фактические значения показателей качества природного газа, полученные в результате испытаний.

7.2 Приемку природного газа проводят при передаче партии природного газа в порядке, установленном в соответствующем соглашении сторон. В ходе приемки проводят периодические испытания на соответствие поставляемого природного газа требованиям настоящего стандарта.

7.3 Периодические испытания природного газа проводят с целью подтверждения соответствия фактических значений физико-химических показателей, установленных в ходе приемки, их нормированным значениям, указанным в таблице 1.

7.4 Место проведения периодических испытаний природного газа устанавливают в соглашении сторон, исходя из условий поставки природного газа.

7.5 Периодичность (частоту) и место отбора проб природного газа для испытаний, а также необходимый объем проб устанавливают в соглашении сторон на поставку природного газа в соответствии с методиками (методами) измерений, указанными в таблице 1 и разделе 8. Если в соглашении не регламентирована периодичность отбора проб, то она устанавливается по ГОСТ 31370-2008 (подраздел 4.2).

7.6 Методы испытаний природного газа – в соответствии с таблицей 1 и разделом 8.

7.7 Если по результатам периодических испытаний качество природного газа не соответствует требованиям настоящего стандарта, то проводят повторные испытания для физико-химических показателей, по которым получены отрицательные результаты. Результаты повторных испытаний считают окончательными.

7.8 Если для определения данного физико-химического показателя природного газа существует несколько методов, то при проведении повторных испытаний предпочтение отдается методу, указанному в качестве арбитражного. При этом допускается применение любого указанного в разделе 8 метода испытаний.

7.9 Результаты периодических испытаний распространяют на поставленную

партию природного газа.

7.10 Результаты периодических испытаний каждой партии природного газа отражают в документе о качестве (паспорте качества) природного газа. В документ о качестве (паспорт качества) вносят результаты лабораторных испытаний, либо результаты, полученные от потоковых средств измерений.

Примечания

1 Указанные выше потоковые средства измерений должны не реже одного раза в месяц проходить контроль качества измерений, предусмотренный соответствующей методикой измерений.

2 По согласованию сторон допускается прилагать к документу о качестве (паспорту качества) природного газа протоколы испытаний по отдельным физико-химическим показателям.

7.11 При возникновении разногласий между сторонами хотя бы по одному из физико-химических показателей природного газа проводят совместные контрольные испытания природного газа по данному показателю с участием представителей сторон, компетентных в области определения данного показателя. В случае, если для данного показателя существует несколько методов испытаний, контрольные испытания проводят любым из указанных в разделе 8 методов по согласованию сторон.

7.12 Результаты совместных контрольных испытаний природного газа оформляют в виде акта по одному экземпляру для каждой из сторон, участвовавших в проведении испытаний. К акту могут прилагаться необходимые оригиналы или копии документов (актов отбора проб, протоколов испытаний и т.п.). Акт подписывают все уполномоченные представители участвующих сторон, после чего в него запрещается вносить изменения или дополнения. Представители сторон, не согласные с содержанием акта, вправе изложить свое особое мнение в письменной форме. Особое мнение прилагают к акту и считают его неотъемлемой частью.

7.13 Если после проведения совместных контрольных испытаний между сторонами остаются разногласия по физико-химическому показателю (показателям) природного газа, то их разрешают путем проведения независимого испытания. Независимое испытание проводит сторонняя независимая организация, аккредитованная на проведение испытаний по данному показателю (показателям). Испытание проводят по инициативе обеих сторон, либо одной из них. Если для определения данного показателя существует несколько методов, то независимое испытание проводят методом, указанным в качестве арбитражного. Результаты независимого испытания оформляют актом за подписью ответственного лица от сторонней независимой организации и считают окончательными. К акту могут

прилагаться необходимые оригиналы или копии документов (актов отбора проб, протоколов испытаний и т.п.).

7.14 При несоответствии испытуемого природного газа хотя бы по одному физико-химическому показателю требованиям настоящего стандарта природный газ, переданный за период времени с момента последних испытаний, считают некачественным (не соответствующим требованиям настоящего стандарта) до момента проведения следующих испытаний.

7.15 При несоответствии качества природного газа требованиям настоящего стандарта поставляющая сторона на основе акта организует разработку и утверждает план мероприятий по устранению выявленных нарушений с учетом рекомендаций, изложенных в акте. Копию плана мероприятий направляют в адрес принимающей стороны. Если в согласованные сроки мероприятия плана по объективным причинам не выполнены, поставляющая сторона уведомляет принимающую о причинах их невыполнения и принимаемых мерах с указанием сроков их реализации.

7.16 Порядок устранения разногласий по показателям качества природного газа устанавливают в соглашениях сторон.

8 Методы испытаний

8.1 Определение компонентного состава (молярной доли компонентов) природного газа, в том числе диоксида углерода и кислорода

Определение компонентного состава (молярной доли компонентов) природного газа, в том числе диоксида углерода и кислорода, проводят по любому из методов, изложенных в ГОСТ 31371.7. При возникновении разногласий по результатам определения компонентного состава газа, в том числе диоксида углерода и кислорода, арбитражным является метод А по ГОСТ 31371.7.

П р и м е ч а н и е – В Российской Федерации определение молярной доли кислорода в природном газе также проводят электрохимическим методом по ГОСТ Р 56834¹⁾. При возникновении разногласий по значению молярной доли кислорода в природном газе в Российской Федерации арбитражным является метод, установленный в ГОСТ Р 56834.

8.2 Определение массовой концентрации сероводорода и меркаптановой серы в природном газе

Определение массовой концентрации сероводорода и меркаптановой серы в

¹⁾ГОСТ Р 56834-2015 «Газ горючий природный. Определение содержания кислорода».

природном газе проводят по ГОСТ 22387.2 или по ГОСТ XXXXX¹⁾. При возникновении разногласий по результатам определения массовой концентрации сероводорода и меркаптановой серы в природном газе арбитражным является метод, изложенный в ГОСТ XXXXX¹⁾.

8.3 Определение массовой концентрации общей серы в природном газе

Определение массовой концентрации общей серы в природном газе проводят по ГОСТ 26374, ГОСТ XXXXX¹⁾ или ГОСТ XXXXX²⁾. При возникновении разногласий по результатам определения массовой концентрации общей серы в природном газе арбитражным является метод, изложенный в ГОСТ XXXXX²⁾.

8.4 Определение низшей объемной теплоты сгорания природного газа

Определение низшей объемной теплоты сгорания природного газа проводят по ГОСТ 10062, ГОСТ 27193 или ГОСТ 31369. При возникновении разногласий по результатам определения низшей объемной теплоты сгорания природного газа арбитражным является метод, изложенный в ГОСТ 31369.

Примечание – В Российской Федерации определение низшей объемной теплоты сгорания также проводят по ГОСТ Р 8.816³⁾. При возникновении разногласий по значению низшей объемной теплоты сгорания в Российской Федерации арбитражным является метод, установленный в ГОСТ 31369.

8.5 Определение высшего числа Воббе и отклонения высшего числа Воббе от номинального значения

Определение высшего числа Воббе природного газа проводят по ГОСТ 31369.

Отклонение высшего числа Воббе от номинального значения δW , %, вычисляют по формуле(1)

$$\delta W = \frac{|W_{И} - W_{Н}| \cdot 100}{W_{Н}}, \quad (1)$$

где $W_{И}$ – результат определения высшего числа Воббе, МДж/м³ (ккал/м³);

$W_{Н}$ – номинальное значение высшего числа Воббе, МДж/м³ (ккал/м³);

100 – коэффициент перевода долей в проценты.

8.6 Определение плотности природного газа

Определение плотности природного газа проводят по ГОСТ XXXXX⁴⁾ или

¹⁾ ГОСТ XXXXX «Газ природный. Определение серосодержащих компонентов методом газовой хроматографии»

²⁾ ГОСТ XXXXX «Газ природный. Определение общей серы методом ультрафиолетовой флуоресценции»

³⁾ ГОСТ Р 8.816-2013 «Государственная система обеспечения единства измерений. Газ природный. Объемная теплота сгорания. Методика измерений с применением калориметра сжигания с бомбой»

⁴⁾ ГОСТ XXXXX «Газ природный. Определение плотности пикнометрическим методом»

ГОСТ 31369. При возникновении разногласий по результатам определения плотности природного газа арбитражным является метод, изложенный в ГОСТ 31369.

8.7 Определение температуры точки росы по воде при давлении в точке отбора пробы

8.7.1 Определение температуры точки росы по воде (ТТР_в) природного газа при давлении в точке отбора пробы проводят по ГОСТ 20060. При возникновении разногласий по измеренным значениям ТТР_в арбитражным является визуальный конденсационный метод, установленный в ГОСТ 20060.

8.7.2 Качество природного газа соответствует требованиям настоящего стандарта по показателю ТТР_в в случае, если результат измерения ТТР_в ниже температуры газа не менее чем на значение Δt_1 , °С, рассчитываемое по формуле(2)

$$\Delta t_1 = |\Delta t_f| + |\Delta_{ТТРв}|, \quad (2)$$

где $|\Delta t_f|$ – абсолютное значение погрешности (расширенной неопределенности) результата измерений температуры газа, °С;

$|\Delta_{ТТРв}|$ – абсолютное значение погрешности (расширенной неопределенности) результата измерений ТТР_в по ГОСТ 20060, °С.

8.8 Определение температуры точки росы по углеводородам при давлении в точке отбора пробы

8.8.1 Определение температуры точки росы по углеводородам (ТТР_{ув}) природного газа при давлении в точке отбора пробы проводят по ГОСТ 20061. При возникновении разногласий по измеренным значениям ТТР_{ув} арбитражным является визуальный конденсационный метод, установленный в ГОСТ 20061.

8.8.2 Качество природного газа соответствует требованиям настоящего стандарта по показателю ТТР_{ув} в случае, если результат измерения ТТР_{ув} ниже температуры газа не менее чем на значение Δt_2 , °С, рассчитываемое по формуле(3)

$$\Delta t_2 = |\Delta t_f| + |\Delta_{ТТРув}|, \quad (3)$$

где $|\Delta_{ТТРув}|$ – абсолютное значение погрешности (расширенной неопределенности) результата измерений ТТР_{ув} по ГОСТ 20061, °С.

8.9 Определение массовой концентрации углеводородов C₅₊ в природном газе

8.9.1 Определение массовой концентрации углеводородов C₅₊, г/м³, в природном газе выполняют путем вычисления на основе измеренных значений

молярной доли компонентов природного газа по формуле (4)

$$C_{5+} = \frac{10}{24,05} \cdot \sum_i (M_i \cdot X_i) \quad (4)$$

где 10 – суммарный коэффициент пересчета процентов в доли и дм³ в м³;

24,05 – объем 1 моля природного газа при стандартных условиях (20 °С и 101,325 кПа), дм³/моль;

M_i – молярная масса i-го компонента природного газа, г/моль;

X_i – молярная доля i-го компонента в природном газе, %.

8.9.2 Измерения молярной доли компонентов природного газа для расчета массовой концентрации углеводородов C₅₊, г/м³, проводят по ГОСТ 31371.7. При возникновении разногласий по результатам определения массовой концентрации углеводородов C₅₊ арбитражным является результат, полученный на основании результатов измерения молярной доли компонентов по методу А ГОСТ 31371.7.

8.9.3 Перечень углеводородных компонентов для вычисления массовой концентрации углеводородов C₅₊, г/м³, в природном газе по формуле (4) и рекомендуемые значения молярной массы данных компонентов приведены в приложении А. Пример вычисления массовой концентрации углеводородов C₅₊ в природном газе также приведен в приложении А.

В случаях, когда измеренное значение молярной доли компонента ниже нижней границы диапазона определения по ГОСТ 31371.7, содержание данного компонента принимают равным нулю и в расчёте массовой концентрации углеводородов C₅₊ его не учитывают.

8.9.4 Расширенную абсолютную неопределенность U(C₅₊), г/м³, вычисления массовой концентрации углеводородов C₅₊ в природном газе при коэффициенте охвата k=2 рассчитывают по формуле (5)

$$U(C_{5+}) = \frac{10}{24,05} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n M_i^2 \cdot [U(x_i)]^2} \quad (5)$$

где U(x_i) – расширенная неопределенность значения молярной доли i-го компонента природного газа, %.

П р и м е ч а н и е – Расширенная абсолютная неопределенность U(C₅₊), г/м³, вычисления массовой концентрации углеводородов C₅₊ в природном газе при коэффициенте охвата k=2 соответствует границам суммарной абсолютной погрешности при доверительной вероятности P=0,95.

8.9.5 Результат вычисления массовой концентрации углеводородов C₅₊ округляют до значащей цифры.

Округление до значащей цифры проводят следующим образом.

Сначала проводят округление вычисленного значения расширенной неопределенности $U(C_{5+})$, г/м³, до значащей цифры, при этом сохраняют:

- две цифры, если первая значащая цифра равна 1 или 2;
- одну цифру, если первая значащая цифра равна 3 и более.

Затем проводят округление результата. Результат округляют до того же десятичного знака, которым заканчивается округленное значение абсолютной неопределенности $U(C_{5+})$.

8.10 Определение массовой концентрации механических примесей в природном газе

Определение массовой концентрации механических примесей в природном газе проводят по ГОСТ 22387.4.

8.11 Определение интенсивности запаха природного газа при объемной доле 1 % в воздухе

Определение интенсивности запаха природного газа проводят по ГОСТ 22387.5.

Примечания

1 При определении физико-химических показателей природного газа, перечисленных в настоящем разделе, допускается применять другие, аттестованные в установленном порядке методики (методы) измерений, за исключением показателя 15 таблицы 1.

2 При определении показателей качества природного газа допускается использовать автоматические средства измерений (СИ), реализующие альтернативные методики (методы) измерений, за исключением показателя 15 таблицы 1.

3 Альтернативные методики (методы) измерений, реализуемые указанными выше автоматическими СИ, должны быть внесены в эксплуатационную документацию на данные СИ, применительно к природному газу. Подтверждение соответствия указанных методик обязательным метрологическим требованиям осуществляется в процессе утверждения типов указанных СИ в установленном порядке.

4 В области применения альтернативных методик (методов) измерений должен быть указан природный газ с соответствующими требованиями взрывозащиты для применяемых согласно данной методике (методу) измерений СИ и оборудования.

5 Применение других методов и СИ для определения показателей качества природного газа возможно, если их метрологические характеристики не уступают по своим метрологическим характеристикам методикам, указанным в настоящем разделе.

9 Транспортирование

9.1 Транспортирование и подачу природного газа потребителям

осуществляют по распределительным газопроводам через газораспределительные станции и пункты. Природный газ также может подаваться потребителям непосредственно с установок промышленной подготовки, газоперерабатывающих заводов, магистральных газопроводов и подземных хранилищ через газораспределительные станции и пункты.

9.2 Транспортирование и подачу природного газа потребителям производят в соответствии с требованиями соответствующих регламентирующих документов, действующих на территории стран-членов Евразийского совета по стандартизации, метрологии и сертификации.

10 Гарантии поставляющей стороны

Поставляющая сторона гарантирует соответствие качества поставленной партии природного газа требованиям настоящего стандарта по результатам испытаний.

Приложение А

(рекомендуемое)

Пример вычисления массовой концентрации углеводородов C₅₊ в природном газе

А.1 Значения молярной массы углеводородных компонентов природного газа для вычисления массовой концентрации углеводородов C₅₊ в природном газе приведены в таблице А.1

Т а б л и ц а А.1 – Значения молярной массы углеводородных компонентов природного газа

Компонент	Химическая формула	Молярная масса <i>M</i> , г/моль
Пентаны	C ₅ H ₁₂	72,14878
Гексаны, C ₆₊	C ₆ H ₁₄	86,17536
Бензол	C ₆ H ₆	78,11184
Гептаны	C ₇ H ₁₆	100,20194
Толуол	C ₇ H ₈	92,13842
Октаны	C ₈ H ₁₈	114,22852

А.2 В результате определения компонентного состава природного газа по методу А ГОСТ 31371.7 получены значения молярной доли компонентов C₅₊, приведенные в таблице А.2.

Т а б л и ц а А.2 – Исходные данные для вычисления массовой концентрации углеводородов C₅₊ в природном газе

Определяемый компонент природного газа	Значение молярной доли компонента, X _i , %	Абсолютная расширенная неопределенность измерений, U(X _i), %
Изопентан	0,0178	0,0013
<i>n</i> -Пентан	0,0109	0,0009
Неопентан	0,0014	0,0003
Гексаны	0,0074	0,0007

Окончание таблицы А.2

Определяемый компонент природного газа	Значения молярной доли компонента, X_i , %	Абсолютная расширенная неопределенность измерений, $U(X_i)$, %
Гептаны	0,0026	0,0004
Октаны	0,0011	0,0003
Бензол	0,0013	0,0003
Толуол	0,0017	0,0004

А.3 По формуле (4), используя данные из таблиц А.1 и А.2, вычисляют массовую концентрацию углеводородов C_{5+} в природном газе

$$C_{5+} = 10 \cdot (72,14878 \cdot (0,0178 + 0,0109 + 0,0014) + 86,17536 \cdot 0,0074 + 100,20194 \cdot 0,0026 + 114,22852 \cdot 0,0011 + 78,11184 \cdot 0,0013 + 92,13842 \cdot 0,0017) / 24,05 = 1,436 \text{ г/м}^3. \quad (\text{A.1})$$

А.4 По формуле (5), используя данные из таблиц А.1 и А.2, вычисляют расширенную абсолютную неопределенность $U(C_{5+})$ при коэффициенте охвата $k=2$, г/м^3 , величины массовой концентрации углеводородов C_{5+} в природном газе

$$U(C_{5+}) = 10 \cdot \sqrt{(72,14878)^2 \cdot (0,0013)^2 + (72,14878)^2 \cdot (0,0009)^2 + (72,14878)^2 \cdot (0,0003)^2 + (86,17536)^2 \cdot (0,0007)^2 + (100,20194)^2 \cdot (0,0004)^2 + (114,22852)^2 \cdot (0,0003)^2 + (78,11184)^2 \cdot (0,0003)^2 + (92,13842)^2 \cdot (0,0004)^2} / 24,05 = 0,062 \text{ г/м}^3. \quad (\text{A.2})$$

А.5 Записывают результат вычисления массовой концентрации углеводородов C_{5+} в природном газе, округленный по 8.9.5, в следующем виде

$$C_{5+} = (1,44 \pm 0,06) \text{ г/м}^3. \quad \dots \quad (\text{A.3})$$

МКС 75.060

Ключевые слова: природный газ, промышленное назначение, коммунально-бытовое назначение, технические условия, технические требования, правила приемки, методы испытаний, транспортирование, гарантии поставляющей стороны
