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

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ
СТАНДАРТ

**ГОСТ
5542—
2022**

ГАЗ ПРИРОДНЫЙ ПРОМЫШЛЕННОГО И КОММУНАЛЬНО-БЫТОВОГО НАЗНАЧЕНИЯ

Технические условия

Издание официальное

**Москва
Российский институт стандартизации
2022**

Предисловие

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

Сведения о стандарте

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

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

3 ПРИНЯТ Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 28 февраля 2022 г. № 148-П)

За принятие проголосовали:

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

4 Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 12 апреля 2022 г. № 201-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 5542—2022 введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 января 2023 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»

© Оформление. ФГБУ «РСТ», 2022



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

Поправка к ГОСТ 5542—2022 Газ природный промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия

В каком месте	Напечатано	Должно быть
Предисловие. Таблица согласования	—	Азербайджан | AZ | Азстандарт

(ИУС № 5 2023 г.)

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 — 2023—01—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт распространяется на природный газ, используемый в качестве сырья и/или топлива промышленного и коммунально-бытового назначения, в том числе получаемый при регазификации сжиженного природного газа.

1.2 Настоящий стандарт устанавливает требования к физико-химическим показателям природного газа, указанного в 1.1.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные 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 (ИСО 4589—84) 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 17310 Газы. Пикнометрический метод определения плотности

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 27193 Газы горючие природные. Метод определения теплоты сгорания водяным калориметром

ГОСТ 31369—2021 (ИСО 6976:2016) Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава

ГОСТ 31370 Газ природный. Руководство по отбору проб

ГОСТ 31371.3 (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

ГОСТ 31371.4 (ИСО 6974-4:2000) Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 4. Определение азота, диоксида углерода

Издание официальное

и углеводородов C_1-C_5 и C_{6+} в лаборатории и с помощью встроенной измерительной системы с использованием двух колонок

ГОСТ 31371.5 (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 (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 Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 7. Методика измерений молярной доли компонентов

ГОСТ 31610.20-1 Взрывоопасные среды. Часть 20-1. Характеристики веществ для классификации газа и пара. Методы испытаний и данные

ГОСТ 34721 Газ природный. Определение плотности пикнометрическим методом

ГОСТ 34723 Газ природный. Определение серосодержащих компонентов методом газовой хроматографии

ГОСТ 34770 Газ природный. Стандартные условия измерения и вычисления физико-химических свойств

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов 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 преимущественно из метана и содержащая более тяжелые углеводороды, азот, диоксид углерода, водяные пары, серосодержащие соединения, инертные газы, а также следовые количества других компонентов.

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

Примечание — 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.

3.4 **сжиженный природный газ; СПГ:** Природный газ, переведенный после специальной подготовки в жидкое состояние с целью его транспортирования, хранения и использования.

3.5 **регазификация СПГ:** Процесс преобразования СПГ из жидкого состояния в газообразное.

3.6 **партия природного газа:** Количество газа, сопровождаемое одним документом о качестве (паспортом качества).

3.7 **паспорт качества природного газа:** Документ, содержащий сведения об организации, его оформляющей, и осуществляющей производство и/или продажу природного газа, а также фактические значения физико-химических показателей природного газа, полученные в результате испытаний.

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
	не менее	не более	
1 Молярная доля компонентов (компонентный состав), %	Не нормируют, определение обязательно		По 8.1
2 Молярная доля кислорода, %	—	0,050	По 8.1
3 Молярная доля диоксида углерода, %	—	2,5	По 8.1
4 Массовая концентрация сероводорода, г/м^3	—	0,020	По 8.2
5 Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м^3	—	0,036	По 8.2
6 Объемная теплота сгорания низшая, МДж/м^3 (ккал/м^3)	31,80 (7600)	—	По 8.3
7 Число Воббе высшее, МДж/м^3 (ккал/м^3)	41,20 (9840)	54,50 (13020)	По ГОСТ 31369
8 Отклонение числа Воббе от номинального значения, %	—	5	По 8.4
9 Плотность, кг/м^3	Не нормируют, определение обязательно		По 8.5
10 Температура точки росы по воде, °С	Ниже температуры газа в точке отбора пробы		По 8.6
11 Температура точки росы по углеводородам, °С	Ниже температуры газа в точке отбора пробы		По 8.7
12 Массовая концентрация механических примесей, г/м^3	—	0,001	По ГОСТ 22387.4
13 Интенсивность запаха, балл	3	—	По ГОСТ 22387.5

Примечания

1 По согласованию с принимающей стороной и при условии обязательного обеспечения нормируемого значения показателя 10 допускается подача природного газа с молярной долей диоксида углерода (показатель 3) до 4 % в случае, если природный газ по указанному газопроводу поставляется только данной принимающей стороне.

2 Для природного газа, подлежащего одоризации, показатели 4, 5 и 13 определяют после его одоризации.

3 Нормы показателей 4—7, 12 и значения показателя 9 — при стандартных условиях определения и сгорания по ГОСТ 34770.

4 При расчете показателей 6 и 7 принимают 1 кал равной 4,1868 Дж.

5 Показатели 6—8 распространяются только на природный газ, используемый в качестве топлива.

6 В соглашениях между поставляющей и принимающей сторонами номинальное значение числа Воббе устанавливают в пределах нормы показателя 7 для отдельных газораспределительных систем.

7 Нормы показателей 10 и 11 установлены при давлении в точке отбора пробы.

8 Для природного газа, в котором значение массовой концентрации углеводородов C_{5+} (вычисляют по 4.2) не превышает 1,0 г/м^3, определение показателя 11 не проводят.

9 Норма показателя 13 установлена для газовоздушной смеси, в которой объемная доля природного газа равна 1 %.

10 Показатель 13 распространяется только на природный газ коммунально-бытового назначения (в том числе получаемый при регазификации СПГ). Для природного газа промышленного назначения (в том числе получаемого при регазификации СПГ) необходимость его одоризации и нормирования по показателю 13 определяют по согласованию с принимающей стороной.

11 Температуру природного газа в точке отбора пробы измеряют по ГОСТ 8.586.5—2005 (подраздел 6.3). Допускается проводить измерение температуры природного газа в точке отбора пробы в соответствии с требованиями иных применяемых методик измерения расхода газа.

4.2 Вычисление массовой концентрации углеводородов C_{5+} в природном газе

4.2.1 Вычисление массовой концентрации углеводородов C_{5+}, г/м^3, в природном газе выполняют на основе измеренных значений молярной доли компонентов природного газа по следующей формуле

$$C_{5+} = \frac{10}{24{,}05} \cdot \sum_{i=1}^{n} (M_i \cdot X_i), \quad (1)$$

где 10 — коэффициент пересчета процентов в доли и дм^3 в м^3, дм^3/(м^3 · %);

24,05 — объем 1 моля природного газа (принимаемого идеальным) при стандартных условиях (20,0 °С и 101,325 кПа), дм^3/моль.

Примечание — Объем моля природного газа в действительности может отклоняться от значения 24,05 дм^3/моль, однако данное отклонение является незначимым для вычисления массовой концентрации углеводородов C_{5+}.

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

X_i — молярная доля i-го компонента в природном газе, %;

i — индекс суммирования компонентов природного газа, используемых для вычисления массовой концентрации углеводородов C_{5+};

n — количество компонентов природного газа, используемых для вычисления массовой концентрации углеводородов C_{5+}.

4.2.2 Измерение молярной доли компонентов природного газа для вычисления массовой концентрации углеводородов C_{5+} проводят по ГОСТ 31371.3—ГОСТ 31371.7.

Примечание — В случае измерения углеводородных компонентов природного газа до псевдокомпонента C_{6+}, при вычислении массовой концентрации углеводородов C_{5+} используют молярные доли пентанов и псевдокомпонента C_{6+}.

4.2.3 Перечень углеводородных компонентов для вычисления массовой концентрации углеводородов C_{5+} в природном газе по формуле (1), рекомендуемые значения молярной массы данных компонентов и пример вычисления массовой концентрации углеводородов C_{5+} в природном газе приведены в приложении А.

В случаях, когда измеренное значение молярной доли компонента ниже нижней границы диапазона определения по ГОСТ 31371.3—ГОСТ 31371.7, содержание данного компонента принимают равным нулю и в расчете массовой концентрации углеводородов C_{5+} его не учитывают.

4.2.4 Периодичность определения массовой концентрации углеводородов C_{5+} в природном газе принимают аналогичной периодичности определения компонентного состава для передаваемой партии природного газа, при этом вычисленное значение массовой концентрации углеводородов C_{5+} действительно до следующего определения компонентного состава (следующей партии природного газа).

4.3 Форма условного обозначения в зависимости от целевого назначения продукции приведена в примерах.

Примеры

1 Газ горючий природный промышленного назначения по ГОСТ 5542—2022.

2 Газ горючий природный промышленного и коммунально-бытового назначения по ГОСТ 5542—2022.

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 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 31610.20-1, температура самовоспламенения (по метану) — 600 °С по ГОСТ 31610.20-1.

5.3 Категория взрывоопасности и группа взрывоопасных смесей для смеси природного газа с воздухом — IIA и Т1 по ГОСТ 31610.20-1.

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 национального законодательства и нормативных документов государств, принявших данный стандарт в качестве национального стандарта, касающиеся вопросов безопасности.

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 национального законодательства и нормативных документов государств, принявших данный стандарт в качестве национального стандарта, касающиеся вопросов охраны окружающей среды.

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

7 Правила приемки

7.1 Природный газ принимают партиями.

7.2 Приемку природного газа проводят при передаче партии природного газа в порядке, установленном в соответствующем соглашении сторон. В ходе приемки проводят периодические испытания (методами в соответствии с таблицей 1 и разделом 8) природного газа с целью оценки соответствия фактических значений физико-химических показателей, установленных в ходе приемки, их нормированным значениям, указанным в таблице 1.

7.3 Оценку соответствия природного газа, полученного в результате регазификации СПГ, требованиям настоящего стандарта, указанным в таблице 1, допускается осуществлять по документу о качестве исходного СПГ для показателей 1—9. Соответствие показателей 10—12 установленным нормам гарантируется технологиями его производства, транспортирования и хранения.

Природный газ для коммунально-бытового потребления, полученный в результате регазификации СПГ, должен быть одорирован и соответствовать нормам показателей 5 и 13 таблицы 1 после одоризации.

7.4 Отбор проб природного газа осуществляют в соответствии с требованиями ГОСТ 31370 и методов испытаний, указанных в таблице 1 и разделе 8. При одоризации природного газа на газораспределительных станциях допускается для определения интенсивности запаха, массовой концентрации сероводорода и меркаптановой серы осуществлять отбор проб на объектах и/или оборудовании газораспределительной организации, поставляющей данный природный газ потребителям.

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

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

7.7 Результаты испытаний распространяют на партию природного газа.

7.8 Результаты испытаний каждой партии природного газа отражают в документе о качестве (паспорте качества) природного газа. В паспорт качества вносят результаты лабораторных испытаний и/или результаты, полученные от потоковых средств измерений.

7.9 Для получаемого при регазификации СПГ природного газа в паспорт качества допускается вносить результаты испытаний исходного СПГ по показателям 1—9 таблицы 1. При проведении одоризации природного газа значения показателей 5 и 13 вносят в паспорт качества по результатам его испытаний после одоризации. В паспорт качества природного газа также вносят информацию, что он изготовлен из СПГ, отмечают показатели качества, значения которых внесены на основании результатов испытаний СПГ и приводят ссылку на документ о качестве исходного СПГ. Показатели 10—12 таблицы 1 в паспорте качества природного газа не указывают, поскольку их соответствие установленным нормам гарантируется технологией производства, транспортирования и хранения СПГ.

7.10 На группы газораспределительных станций, имеющих один источник газа и осуществляющих одоризацию природного газа по установленной документированной процедуре, исполнение которой обеспечивает соответствие одорированного природного газа требованиям по показателям 5 и 13 таблицы 1, может быть выдан единый паспорт качества по всем показателям таблицы 1. Перечень газораспределительных станций, входящих в группу, и место отбора проб для данной группы устанавливают в соответствующем соглашении сторон.

7.11 Порядок устранения разногласий по результатам испытаний природного газа устанавливают в соответствующем соглашении сторон.

8 Методы испытаний

8.1 Определение компонентного состава (молярной доли компонентов) природного газа, в том числе диоксида углерода и кислорода[1)]

Определение компонентного состава (молярной доли компонентов) природного газа, в том числе диоксида углерода, проводят по любому из методов, изложенных в ГОСТ 31371.3—ГОСТ 31371.7. Определение молярной доли кислорода проводят по ГОСТ 31371.6 или 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.

8.2 Определение массовой концентрации сероводорода и меркаптановой серы в природном газе[2)]

Определение массовой концентрации сероводорода и меркаптановой серы в природном газе проводят по ГОСТ 22387.2 или по ГОСТ 34723. При возникновении разногласий по результатам определения массовой концентрации сероводорода и меркаптановой серы в природном газе арбитражным является метод, изложенный в ГОСТ 34723.

8.3 Определение низшей объемной теплоты сгорания природного газа[3)]

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.

[1)] В Российской Федерации определение молярной доли кислорода до 1 января 2026 г. также проводят электрохимическим методом по ГОСТ Р 56834—2015 «Газ горючий природный. Определение содержания кислорода». При возникновении разногласий по значению молярной доли кислорода в Российской Федерации арбитражным является метод, установленный в ГОСТ Р 56834.

[2)] В Российской Федерации определение массовой концентрации сероводорода и меркаптановой серы до 1 января 2026 г. также проводят по ГОСТ Р 53367—2009 «Газ горючий природный. Определение серосодержащих компонентов хроматографическим методом». При возникновении разногласий по значениям массовой концентрации сероводорода и меркаптановой серы в Российской Федерации арбитражным является метод, установленный в ГОСТ 34723.

[3)] В Российской Федерации определение низшей объемной теплоты сгорания до 1 января 2026 г. также проводят по ГОСТ Р 8.816—2013 «Государственная система обеспечения единства измерений. Газ природный. Объемная теплота сгорания. Методика измерений с применением калориметра сжигания с бомбой». При возникновении разногласий по значению низшей объемной теплоты сгорания в Российской Федерации арбитражным является метод, установленный в ГОСТ 31369.

8.4 Определение отклонения числа Воббе от номинального значения

Отклонение числа Воббе от номинального значения δW, %, вычисляют по формуле

$$\delta W = \frac{|W - W_н| \cdot 100}{W_н}, \quad (2)$$

где 100 — коэффициент перевода долей в проценты, %;

W — результат определения высшего числа Воббе, МДж/м^3 (ккал/м^3);

$W_н$ — номинальное значение высшего числа Воббе, МДж/м^3 (ккал/м^3).

8.5 Определение плотности природного газа

Определение плотности природного газа проводят по ГОСТ 17310, ГОСТ 31369 и ГОСТ 34721. При возникновении разногласий по результатам определения плотности природного газа арбитражным является метод, изложенный в ГОСТ 31369.

8.6 Определение температуры точки росы по воде[1)]

8.6.1 Определение температуры точки росы по воде ($ТТР_в$) природного газа проводят по ГОСТ 20060. При возникновении разногласий по измеренным значениям $ТТР_в$ арбитражным является визуальный конденсационный метод, установленный в ГОСТ 20060.

8.6.2 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

$$\Delta t_1 = |\Delta t_г| + |\Delta_{ТТРв}|, \quad (3)$$

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

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

8.7 Определение температуры точки росы по углеводородам[2)]

8.7.1 Определение температуры точки росы по углеводородам ($ТТР_{ув}$) природного газа проводят по ГОСТ 20061. При возникновении разногласий по измеренным значениям $ТТР_{ув}$ арбитражным является визуальный конденсационный метод, установленный в ГОСТ 20061.

8.7.2 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

$$\Delta t_2 = |\Delta t_г| + |\Delta_{ТТРув}|, \quad (4)$$

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

Примечания

1 Допускается для определения физико-химических показателей природного газа, указанных в таблице 1, применять другие средства измерений (СИ) и методы испытаний, если по метрологическим характеристикам они не уступают методам испытаний, указанным в настоящем разделе и таблице 1.

---

1) В Российской Федерации определение $ТТР_в$ до 1 января 2026 г. также проводят по ГОСТ Р 53763—2009 «Газы горючие природные. Определение температуры точки росы по воде». При возникновении разногласий по значению $ТТР_в$ в Российской Федерации арбитражным является визуальный конденсационный метод, установленный в ГОСТ 20060.

2) В Российской Федерации определение $ТТР_{ув}$ до 1 января 2026 г. также проводят по ГОСТ Р 53762—2009 «Газы горючие природные. Определение температуры точки росы по углеводородам». При возникновении разногласий по значению $ТТР_{ув}$ в Российской Федерации арбитражным является визуальный конденсационный метод, установленный в ГОСТ 20061.

2 Допускается для определения физико-химических показателей природного газа, указанных в таблице 1, применять автоматические СИ, которые должны проходить обязательную процедуру контроля качества измерений, в случаях, если таковая предусмотрена реализуемой данными СИ методикой испытаний и с периодичностью, указанной в данной методике испытаний.

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 промысловой подготовки, газоперерабатывающих заводов, регазификационных установок, магистральных газопроводов и подземных хранилищ через газораспределительные станции и пункты.

9.2 Транспортирование и подачу природного газа потребителям осуществляют в соответствии с требованиями соответствующих регламентирующих документов, действующих на территории государств, проголосовавших за принятие настоящего стандарта в качестве национального.

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 C_{5+} в природном газе

А.1 Значения молярной массы углеводородных компонентов природного газа (по таблице 1 ГОСТ 31369—2021 для вычисления массовой концентрации углеводородов C_{5+} в природном газе приведены в таблице А.1.

Таблица А.1 — Значения молярной массы углеводородных компонентов природного газа

Компонент	Химическая формула	Молярная масса *M*, г/моль
Пентаны	C_5H_{12}	72,14878
Гексаны, C_{6+}	C_6H_{14}	86,17536
Бензол	C_6H_6	78,11184
Гептаны	C_7H_{16}	100,20194
Толуол	C_7H_8	92,13842
Октаны	C_8H_{18}	114, 22852

А.2 В результате определения компонентного состава природного газа по методу А ГОСТ 31371.7 получены значения молярной доли компонентов C_{5+}, приведенные в таблице А.2.

Таблица А.2 — Исходные данные для вычисления массовой концентрации углеводородов C_{5+} в природном газе

Определяемый компонент природного газа	Значение молярной доли компонента X_i, %	Определяемый компонент природного газа	Значение молярной доли компонента X_i, %
Изопентан	0,0178	Гептаны	0,0026
н-Пентан	0,0109	Октаны	0,0011
Неопентан	0,0014	Бензол	0,0013
Гексаны	0,0074	Толуол	0,0017

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

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

А.4 Записывают результат вычисления массовой концентрации углеводородов C_{5+} в природном газе, округленный до первого десятичного знака, в следующем виде:

$$C_{5+} = 1,4 \text{ г/м}^3.$$

УДК 665.723:543.27:006.354 МКС 75.060

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

Редактор *Л.В. Коретникова*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *Р.А. Ментова*
Компьютерная верстка *А.Н. Золотаревой*

Сдано в набор 14.04.2022. Подписано в печать 19.04.2022. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 1,86. Уч.-изд. л. 1,68.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении в ФГБУ «РСТ» для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.
www.gostinfo.ru info@gostinfo.ru

МКС 75.060

Изменение № 1 ГОСТ 5542—2022 Газ природный промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия

Принято Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 29.12.2025 № 192-П)

Зарегистрировано Бюро по стандартам МГС № 18352

За принятие изменения проголосовали национальные органы по стандартизации следующих государств: AM, AZ, BY, KG, KZ, TJ, UZ

Дату введения в действие настоящего изменения устанавливают указанные национальные органы по стандартизации*

Раздел 2. Заменить ссылки:

«ГОСТ 12.1.044 (ИСО 4589—84) Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения» на «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» на «ГОСТ 35076 Газ природный. Методы определения объемной теплоты сгорания»;

«ГОСТ 31369—2021 (ИСО 6976:2016)» на «ГОСТ 31369 (ISO 6976:2016)»;

«ГОСТ 31370» на «ГОСТ 31370—2023»;

«ГОСТ 31371.5 (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» на «ГОСТ 31371.5 (ISO 6974-5:2014) 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+} изотермическим методом»;

«ГОСТ 31610.20-1» на «ГОСТ 31610.20-1 (ISO/IEC 80079-20-1:2017)»;

исключить ссылки:

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

«ГОСТ 31371.3 (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»;

дополнить ссылками:

«ГОСТ 34807 Газ природный. Методы расчета температуры точки росы по воде и массовой концентрации водяных паров»;

«ГОСТ 35032 Газ природный. Определение кислорода электрохимическим методом».

Раздел 4. Пункт 4.1. Таблица 1. Примечание 2 изложить в новой редакции:

«Для природного газа, подлежащего одоризации, показатель 13 и, в случае использования одоранта, содержащего меркаптаны, показатель 5 определяют после его одоризации»;

примечание 6 изложить в новой редакции:

«Показатель 8 определяют по требованию принимающей стороны. В соглашениях между поставляющей и принимающей сторонами номинальное значение числа Воббе устанавливают в пределах нормы показателя 7 для отдельных газораспределительных систем».

Пункт 4.2.2. Заменить слова: «ГОСТ 31371.3 — ГОСТ 31371.7» на «ГОСТ 31371.4 — ГОСТ 31371.7».

Пункт 4.2.3. Во втором абзаце заменить слова: «ГОСТ 31371.3 — ГОСТ 31371.7» на «ГОСТ 31371.4 — ГОСТ 31371.7».

Раздел 7. Пункт 7.2 после слов «(методами в соответствии с таблицей 1 и разделом 8» дополнить словами: «, с периодичностью в соответствии с разделом 4)».

Пункт 7.3. Второй абзац изложить в новой редакции: «Природный газ для коммунально-бытового потребления, полученный в результате регазификации СПГ, должен быть одорирован и соответство-

---

* Дата введения в действие на территории Российской Федерации — 2026—04—01.

вать после одоризации нормам таблицы 1 по показателю 13 и, в случае использования одоранта, содержащего меркаптаны, по показателю 5».

Пункт 7.4 дополнить примечанием:

«Примечание — Если транспортирование газа осуществляется по надземному газопроводу, то допускается проводить точечный отбор проб методом заполнения-выпуска в соответствии с ГОСТ 31370—2023 (приложение Г) без обогрева пробоотборной системы и контроля температуры газа».

Пункт 7.9. Второе предложение изложить в новой редакции: «При проведении одоризации природного газа значения показателя 13 таблицы 1 и, в случае использования одоранта, содержащего меркаптаны, показателя 5 таблицы 1 вносят в паспорт качества по результатам его испытаний после одоризации».

Пункт 7.10. Первое предложение изложить в новой редакции: «На группы газораспределительных станций, имеющих один источник газа и осуществляющих одоризацию природного газа по установленной документированной процедуре, исполнение которой обеспечивает соответствие одорированного природного газа требованиям по показателю 13 таблицы 1 и, в случае использования одоранта, содержащего меркаптаны, показателю 5 таблицы 1, может быть выдан единый паспорт качества по всем показателям таблицы 1.».

Раздел 8. Пункт 8.1 изложить в новой редакции: «Определение компонентного состава (молярной доли компонентов) природного газа, в том числе диоксида углерода, проводят по любому из методов, изложенных в ГОСТ 31371.4 — ГОСТ 31371.7. При возникновении разногласий по результатам определения компонентного состава газа, в том числе диоксида углерода, арбитражным является метод А по ГОСТ 31371.7. Определение молярной доли кислорода проводят по ГОСТ 31371.6, ГОСТ 31371.7 или ГОСТ 35032. При возникновении разногласий по результатам определения молярной доли кислорода арбитражным является метод, установленный в ГОСТ 35032»;

сноску [1)] исключить.

Пункт 8.2. Сноска [2)]. Заменить слова: «до 1 января 2026 г.» на «до 1 января 2030 г.».

Пункт 8.3. Первое предложение изложить в новой редакции: «Определение низшей объемной теплоты сгорания природного газа проводят по ГОСТ 35076 или ГОСТ 31369»;

сноску [3)] исключить.

Пункт 8.6. Сноска [1)]. Заменить слова: «до 1 января 2026 г.» на «до 1 января 2030 г.».

Подпункт 8.6.1 дополнить примечанием:

«Примечание — Допускается проводить вычисление температуры точки росы по воде по ГОСТ 34807 из измеренного значения молярной доли или массовой концентрации водяных паров».

Пункт 8.7. Сноска [2)]. Заменить слова: «до 1 января 2026 г.» на «до 1 января 2030 г.».

Приложение А. Пункт А.1. Заменить слова: «(по таблице 1 ГОСТ 31369—2021» на «по ГОСТ 31369».

(ИУС № 5 2026 г.)

Поправка к ГОСТ 5542—2022 Газ природный промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия

В каком месте	Напечатано	Должно быть
Предисловие. Таблица согласования	—	Азербайджан | AZ | Азстандарт

(ИУС № 5 2023 г.)