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

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ
СТАНДАРТ

**ГОСТ
34867—
2022**

ГАЗ ПРИРОДНЫЙ, ПОДГОТОВЛЕННЫЙ К ТРАНСПОРТИРОВАНИЮ ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ ГАЗОПРОВОДАМ

Технические условия

Издание официальное

**Москва
Российский институт стандартизации
2022**

gost.e-ecolog.ru

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 14 июля 2022 г. № 61)

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
Россия	RU	Росстандарт
Узбекистан	UZ	Узстандарт

4 Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 3 августа 2022 г. № 726-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 34867—2022 введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 июля 2023 г. с правом досрочного применения

5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

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

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 2
4 Технические требования 3
5 Требования безопасности 5
6 Требования охраны окружающей среды 5
7 Правила приемки 6
8 Методы испытаний 6
8.1 Определение компонентного состава (молярной доли компонентов) природного газа, в том числе диоксида углерода и кислорода 6
8.2 Определение массовой концентрации сероводорода и меркаптановой серы в природном газе . . . 6
8.3 Определение массовой концентрации общей серы в природном газе 7
8.4 Определение низшей объемной теплоты сгорания природного газа 7
8.5 Определение плотности природного газа 7
8.6 Определение температуры точки росы природного газа по воде 7
8.7 Определение температуры точки росы природного газа по углеводородам 7
9 Транспортирование 8
10 Гарантии поставляющей стороны 8
Приложение А (рекомендуемое) Порядок вычисления норм показателя «Температура точки росы по воде» для природного газа, подготовленного к транспортированию по магистральным газопроводам, введенным с 1 января 2011 г. и проходящим по территории очень холодного, холодных и арктических климатических районов 9
Приложение Б (рекомендуемое) Пример вычисления массовой концентрации углеводородов C_{5+} в природном газе 11

Поправка к ГОСТ 34867—2022 Газ природный, подготовленный к транспортированию по магистральным газопроводам. Технические условия

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

(ИУС № 9 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, ПОДГОТОВЛЕННЫЙ К ТРАНСПОРТИРОВАНИЮ ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ ГАЗОПРОВОДАМ

Технические условия

Natural gas, conditioned for main pipeline transportation. Specifications

Дата введения — 2023—07—01
с правом досрочного применения

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт распространяется на природный газ, подаваемый после специальной технологической подготовки с промыслов, подземных хранилищ и газоперерабатывающих заводов в магистральные газопроводы и транспортируемый по ним.

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

ГОСТ 10062 Газы природные горючие. Метод определения удельной теплоты сгорания

ГОСТ 16350 Климат СССР. Районирование и статистические параметры климатических факторов для технических целей

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 26374 Газ горючий природный. Определение общей серы

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 (ИСО 10715:1997) 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 и углеводородов C_1-C_5 и C_{6+} в лаборатории и с помощью встроенной измерительной системы с использованием двух колонок

Издание официальное

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 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 34712 Газ природный. Определение общей серы методом ультрафиолетовой флуоресценции

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

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

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и классификаторов на официальном интернет-сайте Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации (gost.e-ecolog.ru ю 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 (горючий) газ, подготовленный к транспортированию по магистральным газопроводам:** Природный газ, прошедший технологические операции для обеспечения его безопасного транспортирования по магистральным газопроводам.

3.3 **приемка природного газа:** Процесс проверки соответствия природного газа требованиям, установленным в стандартах, технических условиях (ТУ), договорах, и оформление соответствующих документов.

3.4 **разрешенное рабочее давление;** РРД: Максимальное избыточное давление транспортируемого газа, устанавливаемое для объектов магистрального газопровода после завершения строительства или реконструкции, проведения диагностических, аварийно-восстановительных и ремонтных работ на основании результатов испытаний, дефектоскопии, обследований и расчетов на прочность.

3.5 **физико-химический показатель (природного газа):** Компонент, совокупность компонентов или физико-химическое свойство природного газа, необходимость определения, а также нормы содержания или численного значения которого устанавливают в технических условиях или спецификациях на данный вид природного газа.

Примечание — Под совокупностью компонентов природного газа понимают несколько компонентов, объединенных по какому-либо признаку или качеству (числу атомов углерода, групповому составу и тому подобному). В зависимости от принципа их объединения такую совокупность называют группой, фракцией, суммой, суммарным псевдокомпонентом и т. п.

3.6 **партия природного газа:** Количество природного газа одного целевого назначения и марки (при наличии), сопровождаемое одним паспортом качества природного газа.

Примечание — Под количеством понимают объем газа, приведенный к стандартным условиям давления и температуры, переданный за установленный сторонами период.

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

4 Технические требования

4.1 По физико-химическим показателям природный газ, подготовленный к транспортированию по магистральным газопроводам, должен соответствовать требованиям и нормам, указанным в таблице 1.

Таблица 1 — Физико-химические показатели природного газа, подготовленного к транспортированию по магистральным газопроводам

Наименование показателя	Норма		Метод испытания
	Минимум	Максимум	
1 Молярная доля компонентов (компонентный состав), %	Не нормируют, определение обязательно		по 8.1
2 Молярная доля кислорода, %	—	0,020	по 8.1
3 Молярная доля диоксида углерода, %	—	2,5	по 8.1
4 Массовая концентрация сероводорода, г/м^3	—	0,007	по 8.2
5 Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м^3	—	0,016	по 8.2
6 Массовая концентрация общей серы, г/м^3	—	0,030	по 8.3
7 Объемная теплота сгорания низшая, МДж/м^3 (ккал/м^3)	31,80 (7600)	—	по 8.4
8 Плотность, кг/м^3	Не нормируют, определение обязательно		по 8.5
9 Температура точки росы по воде, °С: для умеренного макроклиматического района: - зимний период - летний период для холодного макроклиматического района: - зимний период - летний период	— — —	 –10,0 (–5,0) –10,0 (–3,0) –20,0 –14,0 (–10,0)	по 8.6
10 Температура точки росы по углеводородам, °С: для умеренного макроклиматического района: - зимний период - летний период для холодного макроклиматического района: - зимний период - летний период	— — —	 –2,0 (0,0) –2,0 (0,0) –10,0 –5,0	по 8.7
11 Массовая концентрация механических примесей, г/м^3	—	0,001	ГОСТ 22387.4

Примечания

1 Макроклиматические районы определяют по ГОСТ 16350.

2 Летний период — с 1 мая по 30 сентября. Зимний период — с 1 октября по 30 апреля. Периоды могут быть изменены по согласованию между поставляющей и принимающей сторонами.

Окончание таблицы 1

3 Если значение разрешенного рабочего давления в данном магистральном газопроводе превышает 7,9 МПа, норму показателя 3 вычисляют по формуле (1).

4 Если значение любого из показателей 4—6 в течение года на данном месторождении или подземном хранилище природного газа не превышает 0,001 г/м^3, то в дальнейшем данные показатели допускается определять не реже 1 раза в год. Аналогичное допущение распространяется также на магистральные газопроводы, в которые природный газ поступает только с указанных выше объектов или групп таких объектов, а также на перерабатывающие организации, получающие природный газ со всех перечисленных выше объектов.

5 Если значение показателя 6 в отобранной пробе природного газа не превышает значения 0,001 г/м^3, допускается не определять показатели 4 и 5 в данной пробе природного газа.

6 Нормы показателей 4—7 и 11 установлены при стандартных условиях определения и сгорания по ГОСТ 34770. Результаты определения показателя 8 также приводят к стандартным условиям определения по ГОСТ 34770.

7 При вычислении показателя 7 принимают 1 кал равной 4,1868 Дж.

8 Для показателей 9 и 10 нормы, приведенные в скобках, применяют по согласованию между поставляющей и принимающей сторонами для месторождений и подземных хранилищ, введенных в действие до 2000 г. включительно.

9 Нормы показателя 9 установлены при абсолютном давлении 3,92 МПа.

10 Для магистральных газопроводов, введенных с 1 января 2011 г., проходящих по территории очень холодного, холодных и арктических климатических районов (I_1, I_2, II_2—II_4 по ГОСТ 16350), нормы показателя 9, устанавливаемые при абсолютном давлении 3,92 МПа, должны обеспечивать такое содержание воды в транспортируемом газе, при котором значение температуры точки росы по воде (ТТРв) природного газа при рабочем давлении в точке отбора пробы будет на 5 °С ниже проектной минимальной температуры газа в газопроводе для конкретного периода (летнего или зимнего). Если значения норм показателя 9, указанные в таблице 1 для конкретного периода, не удовлетворяют данному условию, то следует по согласованию между поставляющей и принимающей сторонами устанавливать нормы, руководствуясь приложением А.

11 При разработке проектов на объекты подготовки природного газа к транспортированию по магистральным газопроводам необходимо устанавливать нормы показателя 9, соответствующие значениям таблицы 1 при разрешенном рабочем давлении в магистральных газопроводах, в которые планируется подавать природный газ с данных объектов.

12 Нормы показателя 10 установлены при рабочем давлении в точке отбора пробы.

13 Для природного газа, в котором значение массовой концентрации углеводородов C_{5+} в природном газе (вычисляют по 4.3) не превышает 1,0 г/м^3, показатель 10 допускается не нормировать, определение его при этом не проводят.

4.2 Максимально допускаемое значение молярной доли диоксида углерода в природном газе x, %, в зависимости от разрешенного рабочего давления в данном магистральном газопроводе вычисляют по формуле

$$x = \frac{0{,}2 \cdot 100}{(0{,}1 + P_{МГ})}, \quad (1)$$

где $P_{МГ}$ — разрешенное рабочее давление природного газа в данном магистральном газопроводе, МПа;

0,2 — максимальное допустимое парциальное давление диоксида углерода, не требующее применения ингибиторной защиты от коррозии, МПа;

100 — коэффициент пересчета значения величины из единицы молярной доли в проценты, %.

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

4.3.1 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

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

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+}.

4.3.2 Измерения 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+}.

4.3.3 Перечень углеводородных компонентов для вычисления массовой концентрации углеводородов C_{5+} в природном газе по формуле (2), рекомендуемые значения молярной массы данных компонентов и пример вычисления массовой концентрации углеводородов C_{5+} в природном газе приведены в приложении Б.

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.

4.3.4 Периодичность определения массовой концентрации углеводородов C_{5+} в природном газе принимают аналогичной периодичности определения компонентного состава для передаваемой партии природного газа.

Пример условного обозначения:

Газ горючий природный, подготовленный к транспортированию по магистральным газопроводам, по ГОСТ 34867—2022.

5 Требования безопасности

5.1 Природный газ является газообразным малотоксичным пожаровзрывоопасным продуктом. По токсикологической характеристике природный газ относят к веществам четвертого класса опасности по ГОСТ 12.1.007, не оказывающим сильного токсикологического действия на организм человека. Компоненты природного газа при концентрациях, снижающих объемную долю кислорода во вдыхаемом воздухе до 16 %, вызывают удушье.

5.2 Природный газ образует с воздухом взрывоопасные смеси. В соответствии с ГОСТ 31610.20-1 нижний и верхний концентрационные пределы воспламенения природного газа в смеси с воздухом, выраженные в процентах объемной доли метана, составляют, соответственно, 4,4 % и 17,0 %.

5.3 В соответствии с ГОСТ 31610.20-1 категория взрывоопасности и группа взрывоопасных смесей для смеси природного газа с воздухом — IIA и T1.

5.4 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.

5.5 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 при-

родного 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 принимают партиями.

7.2 Приемку природного газа проводят при передаче 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 Отбор проб природного газа осуществляют в соответствии с требованиями ГОСТ 31370 и методов испытаний, указанных в таблице 1 и разделе 8.

7.4 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.

7.5 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 по согласованию сторон.

7.6 Результаты испытаний распространяют на партию природного газа.

7.7 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.

7.8 Порядок устранения разногласий по результатам испытаний 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[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.

[1)] В Российской Федерации определять молярную долю кислорода до 1 января 2026 г. также можно 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 ГОСТ Р 56834.

[2)] В Российской Федерации определять массовую концентрацию сероводорода, меркаптановой и общей серы до 1 января 2026 г. также можно по ГОСТ Р 53367—2009 «Газ горючий природный. Определение серосодержащих компонентов хроматографичеким методом».

8.3 Определение массовой концентрации общей серы в природном газе[1)]

Определение массовой концентрации общей серы в природном газе проводят по ГОСТ 26374, ГОСТ 34712 или ГОСТ 34723. При возникновении разногласий по результатам определения массовой концентрации общей серы в природном газе арбитражным является метод, изложенный в ГОСТ 34723.

8.4 Определение низшей объемной теплоты сгорания природного газа[2)]

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.

8.5 Определение плотности природного газа

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

8.6 Определение температуры точки росы природного газа по воде[3)]

8.6.1 Определение $ТТР_В$ природного газа проводят по ГОСТ 20060. При возникновении разногласий по результатам определения $ТТР_В$ природного газа арбитражным является визуальный конденсационный метод, установленный в ГОСТ 20060.

8.6.2 Если определение $ТТР_В$ проводили без использования редуцирующего устройства при давлении в точке отбора пробы, приведение результата определения $ТТР_В$ к абсолютному давлению 3,92 МПа проводят по ГОСТ 34807[4)].

8.7 Определение температуры точки росы природного газа по углеводородам[5)]

Определение температуры точки росы по углеводородам ($ТТР_{УВ}$) природного газа проводят по ГОСТ 20061. При возникновении разногласий по результатам определения $ТТР_{УВ}$ природного газа арбитражным является визуальный конденсационный метод, установленный ГОСТ 20061.

Примечания

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

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 данным СИ методикой измерений, и с периодичностью, указанной в данной методике измерений.

[1)] В Российской Федерации определять массовую концентрацию сероводорода, меркаптановой и общей серы до 1 января 2026 г. также можно по ГОСТ Р 53367—2009 «Газ горючий природный. Определение серосодержащих компонентов хроматографичеким методом».

[2)] В Российской Федерации определять низшую объемную теплоту сгорания до 1 января 2026 г. также можно по ГОСТ Р 8.816—2013 «Государственная система обеспечения единства измерений. Газ природный. Объемная теплота сгорания. Методика измерений с применением калориметра сжигания с бомбой».

[3)] В Российской Федерации определять $ТТР_В$ до 1 января 2026 г. также можно по ГОСТ Р 53763—2009 «Газы горючие природные. Определение температуры точки росы по воде».

[4)] В Российской Федерации приводить результат определения $ТТР_В$, полученного при рабочем давлении в точке отбора пробы природного газа, к абсолютному давлению 3,92 МПа до 1 января 2026 г. также можно по ГОСТ Р 53763.

[5)] В Российской Федерации определять $ТТР_{УВ}$ до 1 января 2026 г. также можно по ГОСТ Р 53762—2009 «Газы горючие природные. Определение температуры точки росы по углеводородам».

9 Транспортирование

Транспортирование природного газа осуществляют по магистральным газопроводам, эксплуатируемым в соответствии с требованиями соответствующих регламентирующих документов, действующих на территории стран, 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)

Порядок вычисления норм показателя «Температура точки росы по воде» для природного газа, подготовленного к транспортированию по магистральным газопроводам, введенным с 1 января 2011 г. и проходящим по территории очень холодного, холодных и арктических климатических районов

А.1 Нормы показателя «Температура точки росы по воде» для природного газа, подготовленного к транспортированию по магистральным газопроводам, введенным с 1 января 2011 г. и проходящим по территории очень холодного, холодных и арктических климатических районов (I_1, I_2, II_2—II_4 по ГОСТ 16350) при давлении 3,92 МПа вычисляют следующим образом.

Из проектной документации на магистральный газопровод берут значения минимальной температуры газа в летний и зимний периоды. При этом подразумевается, что указанные температуры отнесены к абсолютному рабочему давлению в данном магистральном газопроводе при условиях максимального или близкого к нему расхода газа.

Примечание — Значение абсолютного разрешенного рабочего давления получают из величины избыточного рабочего давления путем прибавления 0,1 МПа.

Понижают на 5,0 °С указанные в А.1 минимальные проектные температуры газа и получают значения $ТТР_В$ в в летний и зимний периоды соответственно, при абсолютном рабочем давлении. Полученные таким образом значения $ТТР_В$ пересчитывают с данного давления на абсолютное давление 3,92 МПа по ГОСТ 34807.

Рассчитанные для данного магистрального газопровода значения $ТТР_В$ при абсолютном давлении 3,92 МПа сравнивают со значениями норм, установленными в таблице 1, позиция 9, и для нормирования показателя 9 для данного магистрального газопровода выбирают наименьшие значения $ТТР_В$.

Примеры выполнения указанных выше расчетов приведены в А.2—А.4.

А.2 Пример расчета 1

Для магистрального газопровода при абсолютном рабочем давлении газа 12,0 МПа проектом установлены значения минимальной температуры газа в летний и зимний периоды минус 13,0 °С и минус 18,0 °С соответственно. Понижая на 5,0 °С указанную минимальную проектную температуру газа, получают значения $ТТР_В$, равные минус 18,0 °С и минус 23,0 °С в летний и зимний периоды соответственно.

Полученные таким образом значения $ТТР_В$, приведенные с абсолютного рабочего давления 12,0 МПа к абсолютному давлению 3,92 МПа, будут составлять минус 24,0 °С (в летний период) и минус 28,2 °С (в зимний период).

Нормируемые в таблице 1 значения $ТТР_В$ при абсолютном давлении 3,92 МПа составляют минус 14,0 °С (в летний период) и минус 20,0 °С (в зимний период) и превышают рассчитанные выше значения.

Таким образом, для данного магистрального газопровода с абсолютным рабочим давлением газа 12,0 МПа устанавливают нормы по $ТТР_В$, равные минус 24,0 °С (в летний период) и минус 28,2 °С (в зимний период) при абсолютном давлении 3,92 МПа.

А.3 Пример расчета 2

Для магистрального газопровода при абсолютном рабочем давлении газа 10,0 МПа проектом установлены значения минимальной температуры газа в летний и зимний периоды минус 1,0 °С и минус 6,0 °С соответственно. Понижая на 5,0 °С указанную минимальную проектную температуру газа, получают значения $ТТР_В$, равные минус 6,0 °С и минус 11,0 °С в летний и зимний периоды соответственно.

Полученные таким образом значения $ТТР_В$, приведенные с абсолютного рабочего давления 10,0 МПа к абсолютному давлению 3,92 МПа, будут составлять минус 13,5 °С (в летний период) и минус 17,9 °С (в зимний период).

Нормируемые в таблице 1 значения $ТТР_В$ при абсолютном давлении 3,92 МПа составляют минус 14,0 °С (в летний период) и минус 20,0 °С (в зимний период), что ниже рассчитанных значений.

Таким образом, для данного магистрального газопровода с абсолютным рабочим давлением газа 10,0 МПа устанавливают нормы по $ТТР_В$, равные минус 14,0 °С (в летний период) и минус 20,0 °С (в зимний период) при абсолютном давлении 3,92 МПа.

А.4 Пример расчета 3

Для магистрального газопровода при абсолютном рабочем давлении газа 10,0 МПа проектом установлены значения минимальной температуры газа в летний и зимний периоды минус 2,7 °С и минус 7,0 °С соответственно. Понижая на 5,0 °С указанную минимальную проектную температуру газа, получают значения $ТТР_В$, равные минус 7,7 °С и минус 12,0 °С в летний и зимний периоды соответственно.

Полученные таким образом значения $ТТР_В$, приведенные с абсолютного рабочего давления 10,0 МПа к абсолютному давлению 3,92 МПа, будут составлять минус 15,0 °С (в летний период) и минус 18,8 °С (в зимний период).

Нормируемые в таблице 1 значения $ТТР_В$ при абсолютном давлении 3,92 МПа составляют минус 14,0 °С (в летний период) и минус 20,0 °С (в зимний период), при этом для летнего периода нормируемое значение выше рассчитанного значения $ТТР_В$, а для зимнего — ниже рассчитанного значения $ТТР_В$.

Таким образом, для данного магистрального газопровода с абсолютным рабочим давлением газа 10,0 МПа устанавливают нормы по $ТТР_В$, равные минус 15,0 °С (в летний период) и минус 20,0 °С (в зимний период) при абсолютном давлении 3,92 МПа.

Приложение Б
(рекомендуемое)

Пример вычисления массовой концентрации углеводородов C_{5+} в природном газе

Б.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 Б.1.

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

Компонент	Химическая формула	Молярная масса *M*, г/моль
Пентаны	C_5H_{12}	72,14878
Гексаны (или 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
* Если измерения молярной доли компонентов, приведенных в таблице ниже гексана, не проводят, то для вычисления массовой концентрации углеводородов C_{5+} используют псевдокомпонент C_{6+}, с общим значением молярной массы, приписываемой данному псевдокомпоненту, которое, как правило, принимают равным молярной массе гексана.		

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

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

Определяемый компонент природного газа	Значения молярной доли компонента, x_i, %	Определяемый компонент природного газа	Значения 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

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

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

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

$$C_{5+} = 1{,}4 \text{ г/м}^3. \quad (Б.2)$$

УДК 665.723:006.354 МКС 75.060

Ключевые слова: природный газ, магистральный газопровод, технические условия, технические требования, правила приемки, методы испытаний, транспортирование, гарантии поставляющей стороны

Редактор *Н.А. Аргунова*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *И.А. Королева*
Компьютерная верстка *Л.А. Круговой*

Сдано в набор 05.08.2022. Подписано в печать 17.08.2022. 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.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

МКС 75.060

Изменение № 1 ГОСТ 34867—2022 Газ природный, подготовленный к транспортированию по магистральным газопроводам. Технические условия

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

Зарегистрировано Бюро по стандартам МГС № 18359

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

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

Раздел 2. Заменить ссылки:

«ГОСТ 10062 Газы природные горючие. Метод определения удельной теплоты сгорания» на «ГОСТ 35076 Газ природный. Методы определения объемной теплоты сгорания»;

«ГОСТ 31370 (ИСО 10715:1997) Газ природный. Руководство по отбору проб» на «ГОСТ 31370 Газ природный. Руководство по отбору проб»;

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

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

Раздел 4. Пункт 4.1. Таблицу 1 дополнить примечанием 14: «По согласованию с оператором газотранспортных систем допускается поставка природного газа с отклонением от установленных норм при условии, что это не приводит к несоответствию качества природного газа для конечных потребителей на внутреннем рынке, а также при передаче в газотранспортные системы других государств. При этом отклонения от установленных норм не должны нарушать требований технических регламентов, действующих в странах, принявших данный стандарт в качестве национального».

Пункт 4.3.2. Заменить слова: «проводят по ГОСТ 31371.3 — ГОСТ 31371.7.» на «проводят по ГОСТ 31371.4 — ГОСТ 31371.7.».

Пункт 4.3.3. Второй абзац. Заменить слова: «по ГОСТ 31371.3 — ГОСТ 31371.7» на «по 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)».

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 35032, ГОСТ 31371.6 или ГОСТ 31371.7. 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. Сноска [1)]. Заменить слова: «до 1 января 2026 г.» на «до 1 января 2030 г.».

Пункт 8.4. Заменить слова: «по ГОСТ 10062, ГОСТ 27193 или ГОСТ 31369.» на «по ГОСТ 35076 или ГОСТ 31369.»;

сноску [2)] исключить.

---

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

Пункт 8.6. Сноска [3)]. Заменить слова: «до 1 января 2026 г.» на «до 1 января 2030 г.».

Подпункт 8.6.2. Сноску [4)] исключить.

Пункт 8.7. Сноска [5)]. Заменить слова: «до 1 января 2026 г.» на «до 1 января 2030 г.».

Приложение Б, статья Б.1. Заменить слова: «(по таблице 1 ГОСТ 31369—2021)» на «(по ГОСТ 31369)».

(ИУС № 5 2026 г.)

Поправка к ГОСТ 34867—2022 Газ природный, подготовленный к транспортированию по магистральным газопроводам. Технические условия

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

(ИУС № 9 2023 г.)

gost.e-ecolog.ru