



МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ
СТАНДАРТ

ГОСТ
27577–202_—
(проект, RU)

**ГАЗ ПРИРОДНЫЙ ТОПЛИВНЫЙ
КОМПРИМІРОВАННЫЙ
ДЛЯ ДВИГАТЕЛЕЙ ВНУТРЕННЕГО СГОРАНИЯ**

Технические условия

Настоящий проект стандарта не подлежит применению до его утверждения



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 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	ЗАО «Национальный институт стандартов» 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 27577-202_ введен в действие в качестве национального стандарта

Российской Федерации с «___» _____ 202_ г.

5 ВЗАМЕН ГОСТ 27577-2000

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».

©Стандартинформ, оформление, 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

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

ГАЗ ПРИРОДНЫЙ ТОПЛИВНЫЙ КОМПРИМИРОВАННЫЙ ДЛЯ ДВИГАТЕЛЕЙ ВНУТРЕННЕГО СГОРАНИЯ

Технические условия

Compressed natural fuel gas for internal-combustion engines. Specifications

Дата введения – 202_ – 00 – 00

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт распространяется на компримированный природный газ, применяемый в качестве топлива для двигателей внутреннего сгорания.

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 12.1.044 Система стандартов безопасности труда. Пожаро-взрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения

ГОСТ 2405 Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры. Общие технические условия

ГОСТ 10062 Газы природные горючие. Метод определения удельной теплоты сгорания

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

ГОСТ 20060 Газ природный. Определение температуры точки росы по воде

ГОСТ 22387.2 Газ природный. Методы определения сероводорода и меркаптановой серы

ГОСТ 22387.4 Газ природный. Определение содержания механических примесей

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 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 C₈ 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 C₁-C₅ и C₆₊ 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 C₁-C₅ и C₆₊ 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 C₁-C₈ 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 34704 Газ природный. Определение метанового числа

ГОСТ 34711 Газ природный. Определение массовой концентрации водяных паров

ГОСТ 34712 Газ природный. Определение общей серы методом ультрафиолетовой флуоресценции

ГОСТ XXXXX Газ природный. Определение серосодержащих компонентов методом газовой хроматографии

ГОСТ XXXXX Газ природный. Определение плотности пикнометрическим

методом

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

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

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 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 компримированный природный газ; КПГ: природный газ, прошедший специальную подготовку для использования в качестве топлива для двигателей внутреннего сгорания.

П р и м е ч а н и я

1 КПГ получают из природного газа, транспортируемого по магистральным или распределительным газопроводам путем адсорбционной осушки и компримирования, а также из регазифицированного природного газа.

2 КПГ имеет начальное давление не менее 20 МПа.

3.3 автомобильная газонаполнительная компрессорная станция; АГНКС: Совокупность машин, оборудования, зданий, сооружений и систем инженерно-технического обеспечения, объединенная в единый технологический цикл процессов производства, накопления и выдачи компримированного природного газа.

Примечание – АГНКС могут иметь как стационарное, так и мобильное исполнение. Мобильные АГНКС или передвижные автомобильные газовые заправщики (далее – ПАГЗ) перемещают к месту эксплуатации, например, при помощи тягача. ПАГЗ не требуют возведения капитальных сооружений и могут быть легко перемещены на новое место эксплуатации. Активные ПАГЗ оснащены дожимным компрессором. Пассивные ПАГЗ не оснащены компрессорным оборудованием.

3.4 паспорт качества (компримированного природного газа): Документ, содержащий сведения об организации, его оформляющей, и осуществляющей производство и/или продажу компримированного природного газа, а также фактические значения показателей качества компримированного природного газа, полученные в результате испытаний.

4 Технические требования

4.1 По физико-химическим показателям КПГ должен соответствовать требованиям и нормам, приведенным в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Физико-химические показатели КПГ

Наименование показателя	Норма		Метод испытания
	Минимум	Максимум	
1 Молярная доля компонентов (компонентный состав), %	Не нормируют, определение обязательно		По 8.1
2 Молярная доля кислорода, %	–	0,05	По 8.1
3 Молярная доля негорючих компонентов (суммарная), %	–	7,0	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 , для топлива экологического класса: К1 К2	–	0,030 0,007	По 8.3
7 Объемная теплота сгорания низшая, МДж/м ³ (ккал/м ³)	31,80 (7600)	–	По 8.4
8 Относительная плотность	0,55	0,70	По 8.5
9 Метановое число (расчетное)	70	–	ГОСТ 34704
10 Массовая концентрация механических примесей, г/м ³	–	0,001	ГОСТ 22387.4

Окончание таблицы 1

Наименование показателя	Норма		Метод испытания
	Минимум	Максимум	
11. Массовая концентрация водяных паров, г/м ³ : Для климатического района I ₁ : –зимний период –летний период Для климатических районов I ₂ , II ₁ -II ₄ , (I+II) A –зимний период –летний период Для климатических районов II ₅ , II ₆ , II ₁₁ , IIIK –зимний период –летний период Для климатических районов II ₇ -II ₁₀ , II ₁₂ –зимний период –летний период		0,0015 0,009 0,0038 0,013 0,009 0,019 0,019 0,040	По 8.6
12 Температура точки росы по воде при абсолютном давлении 7,5 МПа, °C: Для климатического района I ₁ : –зимний период –летний период Для климатических районов I ₂ , II ₁ -II ₄ , (I+II) A –зимний период –летний период Для климатических районов II ₅ , II ₆ , II ₁₁ , IIIK –зимний период –летний период Для климатических районов II ₇ -II ₁₀ , II ₁₂ –зимний период –летний период		-50,0 -30,0 -40,0 -25,0 -30,0 -20,0 -20,0 -10,0	По 8.7
<p>П р и м е ч а н и я</p> <p>1 Климатические районы определяют по ГОСТ 16350.</p> <p>2 Летний период – с 1 мая по 30 сентября. Зимний период – с 1 октября по 30 апреля.</p> <p>3 Приведенные в скобках значения норм для показателей 4-5 действительны до 01.01.2025.</p> <p>4 Показатель 6 допускается не определять до 01.01.2025; до этого срока показатель 6 не нормируют.</p> <p>5 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>6 Нормы показателей 4-8, 10 и 11 установлены при стандартных условиях определения и сгорания по ГОСТ XXXXX¹.</p> <p>7 При вычислении показателя 7 принимают 1 кал равной 4,1868 Дж.</p> <p>8 При определении соответствия качества КПГ требованиям настоящего стандарта допускается определять либо показатель 11, либо показатель 12.</p> <p>9 При поступлении на АГНКС регазифицированного сжиженного природного газа показатели 10 и 11 (либо 10 и 12) не определяют.</p> <p>10 Допускается значение нормы по показателю 11, равное 0,009 г/м³, действительное до 01.01.2025.</p>			

4.2 Избыточное давление КПГ в момент окончания заправки баллона

¹ГОСТ XXXXX Газ природный. Стандартные условия измерения и вычисления физико-химических свойств

транспортного средства должно соответствовать техническим условиям на АГНКС и газобаллонные средства заправки. Определение давления КПГ, заправляемого в баллон, проводят по 8.8.

4.3 Методы измерения количества отпускаемого КПГ должны обеспечивать измерение с относительной погрешностью не более 1,5 %.

4.4 Температура КПГ, заправляемого в баллон, может превышать температуру окружающего воздуха, но не должна быть выше 60 °С. Определение температуры КПГ, заправляемого в баллон, проводят по 8.9.

4.5 Форма условного обозначения: «Газ горючий природный сжиженный, К1 по ГОСТ 27577-202_».

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 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°С 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. Контроль качества КПГ по показателям таблицы 1 (кроме показателя 11 или 12) проводят не реже одного раза в месяц. Результаты контроля распространяют на объем КПГ между данным и последующим испытаниями.

7.2 Периодичность контроля КПГ по показателям 11 или 12 таблицы 1 должна быть не реже одного раза в сутки.

7.3 Если по результатам испытаний качество КПГ не соответствует требованиям настоящего стандарта, то проводят повторные испытания по показателям, по которым получены неудовлетворительные результаты. Результаты повторных испытаний считают окончательными.

7.4 При получении неудовлетворительных результатов при повторных испытаниях заправка баллонов транспортных средств КПГ должна быть прекращена до устранения причин, вызывающих отступление от нормы, и получения положительных результатов контрольного испытания.

7.5 Результаты испытаний КПГ отражают в документе о качестве (паспорте качества). Копию паспорта качества КПГ предоставляют покупателю по его требованию.

7.6 Давление КПГ в баллонах определяют после окончания каждой заправки.

7.7 Температуру КПГ, подаваемого на заправку, определяют по требованию покупателя.

8 Методы испытаний

8.1 Определение компонентного состава (молярной доли компонентов) природного газа, в том числе кислорода, а также суммарной молярной доли негорючих компонентов

8.1.1 Определение компонентного состава (молярной доли компонентов) природного газа, проводят по любому из методов, изложенных в ГОСТ 31371.3–ГОСТ 31371.7. Определение молярной доли кислорода проводят по ГОСТ 31371.3, ГОСТ 31371.6 или ГОСТ 31371.7. При возникновении разногласий по результатам определения компонентного состава природного газа и кислорода арбитражным является метод А по ГОСТ 31371.7.

8.1.2 За суммарную долю негорючих компонентов принимают сумму молярных долей азота, диоксида углерода, кислорода и гелия, определенных по 8.1.1. Расширенную абсолютную неопределенность вычисления суммарной доли негорючих компонентов при коэффициенте охвата $k=2$, %, вычисляют как квадратный корень из суммы квадратов абсолютных неопределенностей значений молярной доли данных компонентов. При возникновении разногласий по результатам определения молярной доли негорючих компонентов 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 56834¹⁾.

8.2 Определение массовой концентрации сероводорода и меркаптановой серы

Определение массовой концентрации сероводорода и меркаптановой серы в природном газе проводят по ГОСТ 22387.2 или по ГОСТ ХХХХХ²⁾. При возникновении разногласий по значениям данных показателей арбитражным является метод, изложенный в ГОСТ ХХХХХ²⁾.

8.3 Определение массовой концентрации общей серы

Определение массовой концентрации общей серы в природном газе проводят по ГОСТ 26374, ГОСТ 34712 или ГОСТ ХХХХХ²⁾. При возникновении разногласий по содержанию общей серы арбитражным является метод, изложенный в ГОСТ 34712.

8.4 Определение низшей объемной теплоты сгорания

Определение низшей объемной теплоты сгорания природного газа проводят

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

²⁾ГОСТ ХХХХХ «Газ природный. Определение серосодержащих компонентов методом газовой хроматографии»

по ГОСТ 31369, ГОСТ 10062, или ГОСТ 27193. При возникновении разногласий по значению низшей объемной теплоты сгорания арбитражным является метод, изложенный в ГОСТ 31369.

8.5 Определение относительной плотности

Определение относительной плотности природного газа проводят по ГОСТ XXXXX¹⁾ или ГОСТ 31369. При возникновении разногласий по значениям относительной плотности арбитражным является метод, изложенный в ГОСТ 31369.

8.6 Определение массовой концентрации водяных паров

Определение массовой концентрации водяных паров в КПГ проводят кулонометрическим методом по ГОСТ 34711 или расчетным методом по ГОСТ XXXXX²⁾. При возникновении разногласий по значениям массовой концентрации паров воды арбитражным является кулонометрический метод по ГОСТ 34711.

8.7 Определение температуры точки росы по воде

Определение температуры точки росы по воде (ТТР_в) КПГ при абсолютном давлении 7,5 МПа проводят по ГОСТ 20060. При возникновении разногласий по значениям ТТР_в арбитражным является визуальный конденсационный метод по ГОСТ 20060. При проведении измерений ТТР_в при абсолютном давлении, отличающемся от 7,5 МПа, пересчет результата измерений ТТР_в на абсолютное давление 7,5 МПа с абсолютного давления измерения проводят по ГОСТ XXXXX²⁾.

П р и м е ч а н и е – Поскольку в соответствии с ГОСТ XXXXX²⁾ проведение пересчетов результатов измерений ТТР_в природного газа на различные давления проводят в диапазоне абсолютных давлений от 0,1 до 20,0 МПа, то при абсолютном давлении КПГ в точке отбора проб более 20,0 МПа при проведении измерений ТТР_в КПГ по ГОСТ 20060 следует использовать редуцирующее устройство.

8.8 Определение давления КПГ в баллоне транспортного средства

Давление КПГ в баллоне транспортного средства после заправки определяют манометрами по ГОСТ 2405 класса точности не ниже 2,5 или другого типа с не худшими характеристиками, установленными на газозаправочных колонках АГНКС.

8.9 Определение температуры природного газа, заправляемого в баллон

Температуру КПГ, заправляемого в баллон, измеряют в линии подачи КПГ в точке не дальше 1 м от заправочного вентиля АГНКС средствами измерений (СИ) температуры с абсолютной погрешностью не более 2 °С.

¹⁾ГОСТ XXXXX «Газ природный. Определение плотности пикнометрическим методом»

²⁾ГОСТ XXXXX «Газ природный. Методы расчета температуры точки росы по воде и массовой концентрации водяных паров»

Примечания

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

2 Допускается для определения физико-химических показателей КПГ применять автоматические СИ, которые должны не реже одного раза в месяц проходить процедуру контроля качества измерений, предусмотренную реализуемой данным СИ методикой испытаний.

3 Методы испытаний, реализуемые автоматическими СИ, должны быть внесены в их эксплуатационную документацию, применительно к природному газу. Подтверждение соответствия указанных методов испытаний обязательным метрологическим требованиям осуществляется в процессе утверждения типов СИ в установленном порядке.

9 Гарантии поставляющей стороны

Поставляющая сторона (изготовитель) гарантирует соответствие качества КПГ требованиям настоящего стандарта при соблюдении правил заправки газовых баллонов, соответствующих национальным требованиям правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, до следующей заправки или полного его израсходования.

МКС 75.060

Ключевые слова: сжатый природный газ, двигатели внутреннего сгорания, технические условия, технические требования, правила приемки, методы испытаний, гарантии поставяющей стороны
