

**МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ
СТАНДАРТ**

ГОСТ
_____ **-202_**

**ГАЗ ПРИРОДНЫЙ,
ПОДГОТОВЛЕННЫЙ К ТРАНСПОРТИРОВАНИЮ
ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ ГАЗОПРОВОДАМ**

Технические условия

Настоящий проект стандарта не подлежит применению до его утверждения



Москва
Стандартинформ
202_

Предисловие

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

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

Сведения о стандарте

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

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

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

За принятие стандарта проголосовали:

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

4 Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от «___» _____ 202_ г. №___ межгосударственный стандарт ГОСТ XXXXX-202_ введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с «___» _____ 202_ г.

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»

©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

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 to main pipeline transportation. Specifications

Дата введения – 202_ – ... – ...

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 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 природный. Определение содержания механических примесей

ГОСТ 26374 Газ горючий природный. Определение общей серы

ГОСТ XXXXX-202_

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

ГОСТ 30852.5 (МЭК 60079-4:1975) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения

ГОСТ 30852.11 (МЭК 60079-12:1978) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам

ГОСТ 30852.19 (МЭК 60079-20:1996) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 20. Данные по горючим газам и парам, относящиеся к эксплуатации электрооборудования

ГОСТ 31369-202_ (ИСО 6976:2016) Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава

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

ГОСТ 31371.3 (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 34712 Газ природный. Определение общей серы методом ультрафио-

летней 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 природный (горючий) газ, подготовленный к транспортированию по магистральным газопроводам: Природный газ, прошедший технологические операции для обеспечения его безопасного транспортирования по магистральным газопроводам.

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.

Т а б л и ц а 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

Окончание таблицы 1

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
<p>П р и м е ч а н и я</p> <p>1 Макроклиматические районы определяют по ГОСТ 16350.</p> <p>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.</p> <p>3 Если значение разрешенного абсолютного рабочего давления в данном магистральном газопроводе превышает 8,0 МПа, норму показателя 3 вычисляют по формуле (1).</p> <p>4 Если значение любого из показателей 4-6 в течение года на данном месторождении или подземном хранилище природного газа не превышает 0,001 г/м³, 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.</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 4-7 и 11 установлены при стандартных условиях определения и сгорания по ГОСТ XXXXX¹. Результаты определения показателя 8 также приводят к стандартным условиям определения по ГОСТ XXXXX¹.</p> <p>7 При вычислении показателя 7 принимают 1 кал равной 4,1868 Дж.</p> <p>8 Для показателей 9 и 10 нормы, приведенные в скобках, применяют по согласованию между поставляющей и принимающей сторонами для промыслов (месторождений), подземных хранилищ или газоперерабатывающих заводов, введенных в действие до 01 января 2000 г. (в Республике Казахстан – до 01 января 2005 г.) включительно.</p> <p>9 Нормы показателя 9 установлены при абсолютном давлении 3,92 МПа для магистральных газопроводов с разрешенным избыточным рабочим давлением до 7,5 МПа включительно. Для магистральных газопроводов с разрешенным избыточным рабочим давлением более 7,5 МПа нормируемые значения для показателя 9 установлены при рабочем давлении в магистральном газопроводе (в точке отбора пробы природного газа).</p> <p>10 Для природного газа, в котором значение массовой концентрации углеводородов C₅₊ в природном газе (вычисляют по 8.8) не превышает 1,0 г/м³, показатель 10 допускается не нормировать, определение его при этом не проводят.</p>			

4.2 Максимально допустимое значение молярной доли диоксида углерода в

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

природном газе X_{CO_2} , %, в зависимости от разрешенного рабочего давления в данном магистральном газопроводе вычисляют по формуле

$$X_{CO_2} = \frac{0,2 \cdot 100}{P_{MG_{\max}}} \quad (1)$$

где $P_{MG_{\max}}$ – разрешенное абсолютное рабочее давление природного газа в данном магистральном газопроводе (системе газопроводов), 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 Форма условного обозначения: «Газ горючий природный, подготовленный к транспортированию по магистральным газопроводам, по ГОСТ XXXXX-202_».

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, 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.

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 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 природного газа (см. раздел 8), а также требования национального законодательства и нормативных документов стран, принявших данный стандарт в качестве национального стандарта.

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

7 Правила приемки

7.1 Природный газ 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 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.

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

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 31371.3, 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.

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 в природном газе

Определение массовой концентрации сероводорода и меркаптановой серы в природном газе проводят по ГОСТ 22387.2 или по ГОСТ XXXXX²⁾. При возникновении разногласий по результатам определения массовой концентрации сероводорода и меркаптановой серы в природном газе арбитражным является метод, изложенный в ГОСТ XXXXX²⁾.

8.3 Определение массовой концентрации общей серы в природном газе

Определение массовой концентрации общей серы в природном газе проводят по ГОСТ 26374, ГОСТ 34712 или ГОСТ XXXXX²⁾. При возникновении разногласий по результатам определения массовой концентрации общей серы в природном газе с 01 января 2025 года арбитражным является метод, изложенный в ГОСТ 34712.

П р и м е ч а н и е – До 01 января 2025 года арбитражным является метод, изложенный в ГОСТ XXXXX²⁾.

8.4 Определение низшей объемной теплоты сгорания природного газа

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

8.5 Определение плотности природного газа

¹⁾ ГОСТ Р 56834–2015 Газ горючий природный. Определение содержания кислорода.

²⁾ ГОСТ XXXXX Газ природный. Определение серосодержащих компонентов методом газовой хроматографии

Определение плотности природного газа проводят по ГОСТ XXXXX¹⁾ 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 по воде природного газа

8.6.1 Определение температуры точки росы по воде (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 Вычисления значений ТТР_в природного газа при абсолютном давлении 3,92 МПа выполняют по ГОСТ XXXXX²⁾.

8.7 Определение температуры точки росы по углеводородам природного газа

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 в ГОСТ 20061.

8.8 Определение массовой концентрации углеводородов C₅₊ в природном газе

8.8.1 Вычисление массовой концентрации углеводородов C₅₊, г/м³, 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 дм³ в м³, дм³/(м³·%);

24,05 – объем 1 моля природного газа (принимаемого идеальным) при стандартных условиях (20,0 °С и 101,325 кПа), дм³/моль;

П р и м е ч а н и е – Объем моля природного газа в действительности может отклоняться от значения 24,05 дм³/моль, однако данное отклонение является незначимым для определения массовой концентрации углеводородов C₅₊.

*M*_{*i*} – молярная масса *i*-го компонента природного газа, г/моль;

*X*_{*i*} – молярная доля *i*-го компонента в природном газе, %;

i – индекс нумерации компонентов природного газа, используемых для вычисления массовой концентрации углеводородов C₅₊, в соответствии с таблицей А.2 Приложения А.

8.8.2 Измерения молярной доли компонентов природного газа для вычисления

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.

массовой концентрации углеводородов C_{5+} проводят по ГОСТ 31371.3–ГОСТ 31371.7.

П р и м е ч а н и е – В случае измерения углеводородных компонентов природного газа для вычисления массовой концентрации углеводородов C_{5+} до псевдокомпонента C_{6+} , при расчете последней используют молярные доли пентанов и псевдокомпонента C_{6+} .

8.8.3 Перечень углеводородных компонентов для вычисления массовой концентрации углеводородов C_{5+} в природном газе по формуле (2) и рекомендуемые значения молярной массы данных компонентов приведены в приложении А. Пример вычисления массовой концентрации углеводородов C_{5+} в природном газе также приведен 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 расчёте массовой концентрации углеводородов C_{5+} его не учитывают.

8.8.4 Периодичность определения массовой концентрации углеводородов C_{5+} в природном газе должна быть аналогична периодичности определения температуры точки росы природного газа по углеводородам.

П р и м е ч а н и я

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

9 Транспортирование

Транспортирование природного газа производят 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 поставяющей стороны

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

Приложение А
(рекомендуемое)

Пример вычисления массовой концентрации углеводородов C₅₊ в природном газе

А.1 Значения молярной массы углеводородных компонентов природного газа (по таблице 1 ГОСТ 31369–202_) для вычисления массовой концентрации углеводородов C₅₊ в природном газе приведены в таблице А.1

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

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

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

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

Определяемый компонент природного газа	Значения молярной доли компонента, X _i , %	Определяемый компонент природного газа	Значения молярной доли компонента, X _i , %
Изопентан	0,0178	Гептаны	0,0026
<i>n</i> -Пентан	0,0109	Октаны	0,0011
Неопентан	0,0014	Бензол	0,0013
Гексаны	0,0074	Толуол	0,0017

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

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

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

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

МКС 75.060

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