

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ УЗБЕКИСТАНА

ГАЗЫ ГОРЮЧИЕ ПРИРОДНЫЕ, ПОДАВАЕМЫЕ В МАГИСТРАЛЬНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ

Технические условия

Издание официальное

Узбекский институт стандартов

Ташкент

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН АО «Узбекнефтегаз», **ПРЕДСТАВЛЕН** на утверждение Техническим комитетом по стандартизации STQ 35 «Узнефтегазпродукт»

2 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Узбекского института стандартов от **8.08.2025** г. № **100/MSt**

3 ВЗАМЕН O'z DSt 948:2016

Информация о введении в действие, пересмотре или отмене настоящего национального стандарта и изменений к нему на территории Узбекистана публикуется на официальных веб-сайтах Национального органа по стандартизации и в ежегодных информационных указателях стандартов.

Исключительное право официального опубликования настоящего стандарта на территории Узбекистана принадлежит Узбекскому институту стандартов

Содержание

1	Область применения	1
2	Ссылки на стандарты	1
3	Термины и определения	3
4	Технические требования	5
5	Требования безопасности	6
6	Требования охраны окружающей среды	7
7	Правила приёмки	7
8	Методы испытаний	8
9	Транспортирование	9
10	Гарантии поставляемой стороны	9
	Приложение А (справочное) Пожаровзрывоопасные свойства метана	10
	Библиография	11

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ УЗБЕКИСТАНА

**МАГИСТРАЛ ГАЗ ҚУВУРЛАРИГА ЕТКАЗИБ БЕРИЛАДИГАН
ТАБИЙ ЁНУВЧИ ГАЗЛАР**

Техник шартлар

**ГАЗЫ ГОРЮЧИЕ ПРИРОДНЫЕ, ПОДАВАЕМЫЕ В МАГИСТРАЛЬНЫЕ ГАЗО-
ПРОВОДЫ**

Технические условия

NATURAL FUEL GAS SUPPLIED TO MAIN GAS PIPELINESTechnical specification

Дата введения с: **8.09.2025** г.**1 Область применения**

Настоящий стандарт распространяется на газы горючие природные (далее газы), подаваемые после технологической подготовки с промыслов, газоперерабатывающих заводов и подземных хранилищ газа в магистральные газопроводы.

Настоящий стандарт не распространяется на газы, поставляемые с месторождений для обработки на головных сооружениях и газоперерабатывающих заводах, а также на газы месторождений с падающей добычей и промыслов, которые не оборудованы дожимными компрессорными станциями и/или установками осушки.

Стандарт не распространяется на газы, предназначенные для газоснабжения отдельных потребителей, получающих газ непосредственно с месторождений по отдельному газопроводу. Показатели качества газа, поставляемого таким потребителям, устанавливаются по ГОСТ 5542 по согласованию поставляющей и принимающей стороны.

2 Ссылки на стандарты

В данном национальном стандарте использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 12.0.004-2015 Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения

ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

ГОСТ 12.1.044-2018 Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения

ГОСТ 17.2.3.02-2014 Правила установления допустимых выбросов загрязняющих веществ промышленными предприятиями

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

ГОСТ 16350-80 Климат СССР. Районирование и статистические параметры климатических факторов для технических целей

ГОСТ 17310-2002 Газы. Пикнометрический метод определения плотности

ГОСТ 20060-2021 Газ природный. Определение температуры точки росы по воде

ГОСТ 20061-2021 Газ природный. Определение температуры точки росы по углеводородам

ГОСТ 22387.2-2021 Газ природный. Методы определения сероводорода и меркаптановой серы

ГОСТ 22387.4-77 Газ для коммунально-бытового потребления. Метод определения содержания смолы и пыли

ГОСТ 26374-2018 Газы горючие природные. Определение общей серы

ГОСТ 30852.0-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования

ГОСТ 30852.1-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 1. Взрывозащита вида "взрывонепроницаемая оболочка"

ГОСТ 31610.20-1-2020 Взрывоопасные среды. Часть 20-1: Характеристики веществ для классификации газа и пара. Методы испытаний и данные

ГОСТ 31369-2021 Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава

ГОСТ 31370-2023 Газ природный. Руководство по отбору проб

ГОСТ 31371.1-2020 (ISO 6974-1:2012) Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 1. Общие указания и определение состава

ГОСТ 31371.2-2020 (ISO 6974-2:2012) Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 2. Вычисление неопределенности

ГОСТ 31371.3-2008 (ISO 6974-3:2000) Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 3. Определение водорода, гелия, кислорода, азота, диоксида углерода и углеводородов C₈ с использованием двух насадочных колонок

ГОСТ 31371.4-2008 (ISO 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 31371.5-2022 (ISO 6974-5:2014) Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 5. Определение азота, диоксида углерода и углеводородов C₁-C₅ и C₆+ изотермическим методом

ГОСТ 31371.6-2008 (ISO 6974-6:2002) Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 6. Определение водорода, гелия, кислорода, азота, диоксида углерода C₁-C₈ с использованием трех капиллярных колонок

ГОСТ 31371.7-2020 Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 7. Методика измерений молярной доли компонентов

ГОСТ 31610.0-2019 (IEC 60079-0:2017) Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования

ГОСТ 31610.11-2014 (IEC 60079-11:2011) Взрывоопасные среды. Часть 11. Оборудование с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь «i»

ГОСТ 34721-2021 Газ природный. Определение плотности пикнометрическим методом*

ГОСТ 34712-2021 Газ природный. Определение общей серы методом ультрафиолетовой флуоресценции*

ГОСТ 34723-2021 Газ природный. Определение серосодержащих компонентов методом газовой хроматографии

ГОСТ 35039-2023 Газ природный Определение содержания механических примесей*

ГОСТ 35076-2024 Газ природный. Методы определения объемной теплоты сгорания

ГОСТ ISO 15971-2012 Газ природный. Измерение свойств. Теплота сгорания и число Воббе

ГОСТ IEC 60079-1-2011 Взрывоопасные среды. Часть 1. Оборудование с видом взрывозащиты "взрывонепроницаемые оболочки "d"

ГОСТ IEC 60079-1-2013 Взрывоопасные среды. Часть 1. Оборудование с видом взрывозащиты "взрывонепроницаемые оболочки "d"

ГОСТ IEC 61010-1-2014 Безопасность электрических контрольно-измерительных приборов и лабораторного оборудования. Часть 1. Общие требования

ГОСТ Р 53367-2009 Газ горючий природный. Определение серосодержащих компонентов хроматографическим методом

Примечания

1 При использовании данного стандарта необходимо проверить действительность стандартов на территории Республики Узбекистан в соответствии с официальными веб-сайтами национального органа по стандартизации и ежегодными информационными указателями стандартов. Если стандарт, на который сделана ссылка, был заменён (изменён), то при использовании данного стандарта следует руководствоваться заменённым (изменённым) стандартом. Если стандарт, на который сделана ссылка, был отменён без замены, то правило, в котором содержится ссылка на него, применяется в той части, которая относится к данной ссылке.

2 Стандарт, отмеченный знаком «» может применяться после официального введения его в действие на территории Республики Узбекистан.*

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ 31369, ГОСТ 31370, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 магистральный газопровод: Газопровод, включающий лупинги, отводы, компрессорные и газораспределительные станции (при необходимости) и предназначенный для транспортирования газа на дальние расстояния.

3.2 промышленный газопровод: Газопровод, предназначенный для транспорта газа в пределах промысла.

3.3 лупинг: Трубопровод, уложенный на отдельных участках газопровода параллельно ему, для увеличения производительности и надежности его работы.

3.4 отвод: Трубопровод, предназначенный для подачи газа от газопровода к потребителю.

3.5 компрессорная станция: Комплекс сооружений на магистральном газопроводе, предназначенный для компримирования газа.

3.6 газораспределительная станция: Комплекс сооружений на магистральном газопроводе, предназначенный для снижения давления, очистки, одоризации и учета расхода газа перед подачей его потребителю.

3.7 головные сооружения: Комплекс технологических установок, объектов, предназначенных для подготовки газа с качеством, соответствующим данному стандарту, и последующей его подачи в магистральный газопровод, а также более глубокой переработки с получением других видов продукции.

3.8 отдельный газопровод: Газопровод, не относящийся к магистральным газопроводам и предназначенный для транспортирования газа на близкие расстояния потребителям непосредственно с промышленных установок подготовки газа, головных сооружений, газоперерабатывающих заводов и подземных хранилищ газа.

3.9 природный (горючий) газ: Газообразная смесь состоящая преимущественно из метана и содержащая более тяжелые углеводороды, азот, диоксид углерода, водяные пары, серосодержащие соединения, инертные газы, а также следовые количества других компонентов.

3.10 газ горючий природный, подаваемый в магистральные газопроводы: Газ горючий природный из всех видов месторождений (залежей) углеводородного сырья, а также из подземных хранилищ газа, прошедший технологические операции, показатели качества которого отвечают требованиям настоящего стандарта.

3.11 теплота сгорания низшая (MJ/m^3): Количество энергии (тепла), которое выделяется при полном сгорании в воздухе 1 m^3 газа, отнесенного к $20 \text{ }^\circ\text{C}$ и $101,325 \text{ kPa}$, если давление, при котором происходит сгорание, остаётся постоянным ($101,325 \text{ kPa}$) и все выделившиеся продукты охлаждаются до исходной температуры сгорания ($20 \text{ }^\circ\text{C}$), образовавшаяся при этом вода находится в газообразном состоянии.

3.12 температура точки росы по воде ($^\circ\text{C}$): Температура, начала конденсации водяных паров в процессе изобарического охлаждения природного газа при известном давлении.

3.13 температура точки росы по углеводородам ($^\circ\text{C}$): Температура, начала конденсации паров углеводородов в процессе изобарического охлаждения природного газа при известном давлении.

3.14 механические примеси: Пыль, смола и труднолетучие жидкости в капельном виде, содержащиеся в потоке газа горючего природного.

3.15 принимающая сторона: Организация, осуществляющая приём природного газа в магистральные газопроводы.

3.16 поставляющая сторона: Организация, осуществляющая поставку природного газа в магистральные газопроводы.

3.17 хозрасчётный замерной узел (ХЗУ): Комплекс средств измерений, измерительных трубопроводов и технических устройств, определяющих объём газа, приведённого к стандартным условиям с обязательным определением его качественных показателей, предназначенный для коммерческого учёта расхода газа, подаваемого от перерабатывающих заводов.

3.18 газоизмерительная станция (ГИС): Комплекс средств измерений, измерительных трубопроводов и технических устройств, определяющих объём газа, приведённого к стандартным условиям с обязательным определением его качественных показателей, предназначенный для коммерческого учёта расхода газа, установленный на магистральном газопроводе.

3.19 технологический режим падающей добычи: Режим эксплуатации месторождения в соответствии с утвержденным проектом его разработки, характеризующийся:

- падением давления в продуктивном горизонте (режим истощения);
- повышенным содержанием: пластовой воды в добываемом газе при водонапорном режиме;
- снижающимися годовыми отборами газа.

Продолжительность периода падающей добычи определяется пределом рентабельности.

4 Технические требования

4.1 Газы горючие природные должны быть подготовлены к транспорту по магистральным газопроводам в соответствии с требованиями технологической документации, утверждённой в установленном порядке, и по физико-химическим показателям соответствовать нормам, указанным в таблице 1.

Таблица 1

Наименование показателя	Значение		Метод испытания
	летом	зимой	
1 Компонентный состав, молярная доля, %	Не нормируется. Определение обязательно		По ГОСТ 31371.1 – ГОСТ 31371.7 и 8.2
2 Температура точки росы по воде, °С, не выше	минус 2	минус 7	По ГОСТ 20060 и 8.3
3 Температура точки росы по углеводородам, °С, не выше	0	минус 5	По ГОСТ 20061 и 8.4
4 Массовая концентрация сероводорода, g/m ³ , не более	0,007		По ГОСТ 22387.2 или ГОСТ Р 53367 или ГОСТ 34723 и 8.5
5 Массовая концентрация меркаптановой серы, g/m ³ , не более	0,016		По ГОСТ 22387.2 или ГОСТ Р 53367 или ГОСТ 34723 и 8.5
6 Массовая концентрация общей серы, g/m ³ , не более	0,030		По ГОСТ 26374 или ГОСТ 34723 или ГОСТ 34712 и 8.6
7 Теплота сгорания низшая при 20 °С и 101,325 kPa, MJ/m ³ (kcal/m ³), не менее	31,80 (7600)		По ГОСТ 31369, ГОСТ ISO 15971, ГОСТ 35076 и 8.7
8 Молярная доля кислорода, %, не более	0,5		По ГОСТ 31371.1 – ГОСТ 31371.3, ГОСТ 31371.6, ГОСТ 31371.7 и 8.2
9 Молярная доля диоксида углерода, %, не более	2,5		По ГОСТ 31371.1 – ГОСТ 31371.7 и 8.2

Продолжение таблицы 1

Наименование показателя	Значение		Метод испытания
	летом	зимой	
10 Плотность при стандартных условиях, kg/m^3	Не нормируется. Определение обязательно		По ГОСТ 31369 или ГОСТ 17310 или ГОСТ 34721 и 8.8
11 Массовая концентрация механических примесей, g/m^3 , не более	0,001		По ГОСТ 22387.4 или ГОСТ 35039 и 8.9
12 Температура газа на входе и в самом трубопроводе, $^{\circ}\text{C}$	Устанавливается проектом		
<p>Примечания</p> <p>1 Значения показателя 2 установлены с учетом климатического районирования по ГОСТ 16350 и [1] при абсолютном давлении 5,5 МПа.</p> <p>2 Летний период – с 1 апреля по 31 октября. Зимний период – с 1 ноября по 31 марта.</p> <p>3 Для газов, в которых содержание углеводородов $\text{C}_{5+\text{высш.}}$ не превышает $1,0 \text{ g/m}^3$, показатель 3 допускается не определять.</p> <p>4 Нормы показателя 3 установлены при рабочем давлении в точке отбора пробы.</p> <p>5 Если значения любого из показателей 4, 5, 11 в течение года не превышает $0,001 \text{ g/m}^3$, то в дальнейшем данный показатель определяют не реже 1 раза в год по согласованию между поставляющей и принимающей сторонами.</p> <p>6 Определение показателя 6 в природном газе не распространяется на предприятия, спроектированные и введенные в действие до принятия настоящего национального стандарта.</p> <p>7 При расчётах показателя 7 принимают 1 cal равной $4,1868 \text{ J}$.</p> <p>8 Стандартная температура при приведении объёма газа к стандартным условиям равна 20°C. Стандартное давление составляет $101,325 \text{ kPa}$.</p>			

5 Требования безопасности

5.1 Газы горючие природные являются газообразными малотоксичными пожаро-взрывоопасными веществами.

5.2 По токсикологической характеристике газы относятся к веществам четвёртого класса опасности по ГОСТ 12.1.007.

5.3 Компоненты газа не оказывают сильного токсикологического действия на организм человека, но при концентрациях, снижающих объёмную долю кислорода во вдыхаемом воздухе до 16 %, вызывают удушье.

5.4 Предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны установлены в ГОСТ 12.1.005 и [2]. Для углеводородов алифатических предельных $\text{C}_2 - \text{C}_{10}$ среднесменная ПДК в воздухе рабочей зоны (в пересчете на углерод) 300 mg/m^3 .

5.5 Концентрацию вредных веществ в воздухе рабочей зоны при работе с газами определяют газоанализаторами, отвечающими требованиям ГОСТ 12.1.005.

Периодичность анализа воздуха в рабочей зоне – по ГОСТ 12.1.005.

5.6 Газы горючие природные образуют с воздухом взрывоопасные смеси. Концентрационные пределы воспламенения (по метану) в смеси с воздухом: нижний – 4,4 % по объёму, верхний – 17,0 % по объёму по ГОСТ 31610.20-1. Температура самовоспламенения (по метану) 537°C по ГОСТ 31610.20-1. Для газов конкретного состава концентрационные пределы воспламенения определяют по ГОСТ 12.1.044.

Категория взрывоопасности смеси – ПА по ГОСТ 31610.20-1 Группа взрывоопасной смеси – Т1 по ГОСТ 31610.20-1. Другие пожароопасные свойства природных газов приняты по метану и приведены в приложении А.

5.7 Требования безопасности при работе с газами – по [3-7].

5.8 При отборе и транспортировании проб, а также проведении лабораторных испытаний газов следует соблюдать требования [3] и правила электробезопасности по ГОСТ 12.1.019.

5.9 Работающие с газами должны быть обучены в соответствии с ГОСТ 12.0.004 правилам безопасности труда, а также соблюдать действующие на предприятии инструкции по охране труда и промышленной безопасности.

5.10 Санитарно-гигиенические требования к показателям микроклимата и допустимому содержанию вредных веществ в воздухе рабочей зоны должны соответствовать ГОСТ 12.1.005 и [2] и [8].

5.11 Все средства измерений, используемые во взрывоопасных зонах, должны соответствовать требованиям взрывобезопасности и иметь соответствующие виды взрывозащиты по ГОСТ ИЕС 61010-1, ГОСТ 30852.0, ГОСТ 31610.0, ГОСТ 30852.1, ГОСТ ИЕС 60079-1 (2011), ГОСТ ИЕС 60079-1 (2013), ГОСТ 31610.11.

6 Требования охраны окружающей среды

6.1 При хранении, транспортировании, отборе проб и испытаниях газа должны быть приняты меры, исключающие или снижающие содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны до уровня, не более предельно допустимого, и обеспечивающие выполнение требований охраны окружающей среды.

Средства предотвращения выбросов должны обеспечивать показатели качества воздуха рабочей зоны и атмосферного воздуха в условиях максимального выброса, соответствующие [9], предельно допустимым уровнями физических воздействий, техническим нормативам выброса и предельно допустимым (критическим) нагрузкам на атмосферный воздух.

6.2 Правила установления допустимых выбросов газа в атмосферу осуществляют в соответствии с ГОСТ 17.2.3.02.

7 Правила приёмки

7.1 Приёмку газа проводят при передаче газа от поставляющей стороны, принимающей стороне, согласно требований настоящего стандарта.

7.2 В ходе приемки проводят испытания на соответствие газов требованиям таблицы 1 настоящего стандарта.

7.3 Отбор проб природного газа осуществляют в соответствии с требованиями ГОСТ 31370 и методов испытаний, указанных в таблице 1.

7.4 Места отбора проб, периодичность и пункты контроля качества устанавливают по согласованию поставляющей и принимающей сторон, с учётом ГОСТ 31370.

7.5 Результаты испытаний распространяются на объём газа, поданный в магистральный трубопровод за период между данным и последующим испытаниями.

7.6 Если по результатам испытаний качество газа не соответствует требованиям настоящего стандарта, то проводят повторные испытания вновь отобранной пробы по

показателям, давшим отрицательные результаты. Результаты повторных испытаний считаются окончательными.

7.7 Если для определения показателя качества газа существует несколько методов, то повторные испытания проводят методом, указанным как арбитражный.

7.8 Результаты испытаний должны быть отражены в документе о качестве (паспорте качества). Допускается прилагать к документу о качестве (паспорту качества) протоколы испытаний по отдельным показателям.

Документ о качестве (паспорт качества) горючего природного газа должен содержать следующие сведения:

- наименование предприятия или организации, выдавшей паспорт;
- номер паспорта качества на газ горючий природный, подаваемый в магистральные газопроводы в соответствии с требованиями настоящего стандарта (код ОКП 02 7150);
- наименование и юридический адрес поставляющей стороны;
- дата (период) поставки;
- дата (период) отбора проб;
- место отбора проб;
- номер пробоотборника;
- дата (период) проведения испытаний;
- результаты испытаний газа горючего природного:
 - a) наименование показателя;
 - b) метод испытаний;
 - c) значение по O'z MSt ____:20__;
 - d) фактическое значение;
 - e) заключение о соответствии газа горючего природного требованиям O'z MSt ____:20__;
 - f) должность и подпись ответственного за проведение испытаний;
 - g) дата выдачи паспорта;
 - j) место для печати.

7.9 При возникновении разногласий между сторонами хотя бы по одному из показателей качества газа проводят совместные контрольные испытания газа по данному показателю с участием представителей сторон и/или независимой лаборатории, аккредитованной в области определения данного показателя качества газа.

7.10 Результаты контрольных испытаний оформляют в виде акта, по одному экземпляру для каждой стороны, участвовавшей в проведении испытания. К акту прилагаются протоколы испытаний. Акт подписывается представителями сторон. Внесение изменений и дополнений не допускается.

Представители сторон, не согласные с содержанием акта, оформляют письменное пояснение, прилагаемое к акту.

7.11 При несоответствии качества газа требованиям настоящего стандарта поставляющая сторона на основе акта организует разработку и утверждает план мероприятий, направленных на улучшение качественных параметров.

8 Методы испытаний

8.1 Испытания и контроль качества газа проводят методами, указанными в таблице 1.

8.2 При возникновении разногласий по результатам определения компонентного состава газа, в том числе диоксида углерода и кислорода, арбитражным является метод А по ГОСТ 31371.7.

8.3 Определение температуры точки росы по воде природного газа проводят по ГОСТ 20060. При возникновении разногласий по результатам определения температуры точки росы по воде природного газа арбитражным является визуальный конденсационный метод, установленный в ГОСТ 20060.

8.4 При возникновении разногласий по результатам определения температуры точки росы по углеводородам природного газа арбитражным является визуальный конденсационный метод, установленный ГОСТ 20061.

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

8.6 При возникновении разногласий по результатам определения массовой концентрации общей серы в природном газе арбитражным является метод, изложенный в ГОСТ 34723.

8.7 При возникновении разногласий по значениям низшей теплоты сгорания природного газа арбитражным является метод, изложенный в ГОСТ 31369.

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

8.9 При возникновении разногласий по результатам определения массовой концентрации механических примесей в газе арбитражным является метод, изложенный в ГОСТ 35039.

9 Транспортирование

Приём газа природного в магистральные газопроводы осуществляется через хозрасчетные узлы (ХЗУ) и газоизмерительные станции (ГИС).

Транспортирование газа осуществляется по магистральным газопроводам через газоизмерительные станции.

Газ может подаваться непосредственно с установок промышленной подготовки, газоперерабатывающих заводов и подземных хранилищ через газораспределительные станции по отдельному газопроводу.

10 Гарантии поставяющей стороны

Поставляющая сторона гарантирует соответствие качества газа горючего природного, поставляемого и транспортируемого по магистральному газопроводу, требованиям настоящего стандарта по результатам испытаний на период до следующих испытаний, подтверждая это представлением паспорта качества.

Приложение А (справочное)

Пожаровзрывоопасные свойства метана

Минимальная энергия зажигания, МД	0,28
Максимальное давление взрыва, МРа	0,72
Минимальная взрывоопасная объёмная доля кислорода при разбавлении метановоздушных смесей, %:	
- углекислым газом	15,6
- азотом	12,8
Минимальная объёмная доля предупреждения взрыва при аварийном истечении метана и тушения факела в закрытых объёмах, %:	
- углекислого газа	26
- азота	39

Библиография

- [1] ШНК 2.01.01-22 Климатические и физико-геологические данные для проектирования
- [2] СанПиН 0294-11 Гигиенические нормативы. Предельно-допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны
- [3] ХК 13-35-09 Правила безопасности для газоперерабатывающих заводов и производств, утвержденные Приказом ГИ «Саноатконттехназорат» №262 от 28.11.2008 г.
- [4] СТХ 13-101-11 Правила устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов, утвержденные Приказом ГИ «Саноатгеоконттехназорат» №239 от 03.11.2011 г.
- [5] СТХ 13-99-11 Правила безопасности систем газораспределительных и газопотребительных структур, утвержденные Приказом ГИ «Саноатгеоконттехназорат» №181 от 10.08.2011 г.
- [6] ХК 13-43-09 Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтегазоперерабатывающих производств. Утверждён Приказом ГИ «Саноатконттехназорат» №01 от 05.01.2009 г.
- [7] Правила пожарной безопасности для предприятий и организаций газовой промышленности ВППБ 01-04-98, Утверждены Приказом Минтопэнерго РФ № 214 от 18.06.1998 г.
- [8] СанПиН №0324-16 Санитарно - гигиенические нормы микроклимата производственных помещений
- [9] СанПиН №0053-23 Об утверждении допустимых гигиенических нормативов содержания вредных и токсичных веществ, микроорганизмов-продуцентов, бактериальных препаратов и аэроионов в атмосферном воздухе жилых помещений

ОКП 02705

НКС 75.060

Ключевые слова: газ горючий природный, магистральный газопровод, технические требования, требования безопасности, требования охраны окружающей среды, правила приёмки, методы контроля, транспортирование, гарантии поставяющей стороны
