

Разработка ГОСТ «Газ природный, подготовленный к транспортированию по магистральным газопроводам. Технические условия»

Докладчик - Б.Д. Донских

Начальник лаборатории физико-химических свойств и контроля качества природного газа

Наименование Договора и Этапа

Договор № 6592-342-18-5



«Разработка требований к показателям качества газа горючего природного, подготовленного к транспортированию и (или) использованию на территории Евразийского экономического союза, а также методов их определения»

Начало работ по этапу 1 с 10.01.2020 (срок сдачи по календарному плану – 30.11.2021)

Этап 1 «Разработка требований к природному газу, подготовленному к транспортированию по магистральным газопроводам»;

Результат – ГОСТ «Газ природный, подготовленный к транспортированию по магистральным газопроводам. Технические условия».

Содержание стандарта



Разработанный стандарт включает следующие разделы:

- 1 Область применения;
- 2 Нормативные ссылки;
- 3 Термины и определения;
- 4 Технические требования;
- 5 Требования безопасности;
- 6 Требования охраны окружающей среды;
- 7 Правила приемки;
- 8 Методы испытаний;
- 9 Транспортирование;
- 10 Гарантии поставяющей стороны



Раздел 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.



Раздел 3. Термины и определения:

3.1 природный (горючий) газ: Газообразная смесь, добытая из всех видов месторождений (залелей) 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 поставки и оформление соответствующих документов.

3.4 физико-химические показатели (природного газа): Компоненты, группа компонентов или физико-химические свойства природного газа, необходимость определения и нормы содержания или численных значений которых устанавливаются в технических условиях или спецификациях на данный вид природного газа.



Раздел 4. Технические требования. Таблица 1:

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

Наименование показателя	Норма		Метод испытания	Наименование показателя	Норма		Метод испытания
	Минимум	Максимум			Минимум	Максимум	
1. Молярная доля компонентов (компонентный состав), %	Не нормируют, определение обязательно		по 8.1	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)	по 8.6
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				
				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)	по 8.7
				11. Массовая концентрация механических примесей, г/м ³	–	-10,0 -5,0	ГОСТ 22387.4
						0,001	



Раздел 4. Технические требования. Таблица 1. 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.

3 Если значение разрешенного абсолютного рабочего давления в данном магистральном газопроводе превышает 8,0 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/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.

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.

6 Нормы показателей 4-7 и 11 установлены при стандартных условиях определения и сгорания по ГОСТ XXXXX. Результаты определения показателя 8 также приводят к стандартным условиям определения по ГОСТ XXXXX¹⁾.

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 промыслов (месторождений), подземных хранилищ или газоперерабатывающих заводов, введенных в действие до 31 декабря 2000 г. (в Республике Казахстан – до 31 декабря 2005 г.) включительно.

9 Нормы показателя 9 установлены при абсолютном давлении 3,92 МПа для магистральных газопроводов с разрешенным абсолютным рабочим давлением до 7,6 МПа включительно. Для магистральных газопроводов с разрешенным абсолютным рабочим давлением более 7,6 МПа нормируемые значения для показателя 9 установлены при давлении в точке отбора пробы природного газа (при фактическом абсолютном давлении в точке отбора пробы природного газа не ниже 7,6 МПа).

10 Нормы показателя 10 установлены при абсолютном давлении от 2,5 до 7,5 МПа, при фактическом абсолютном давлении в точке отбора пробы природного газа выше 7,5 МПа – при абсолютном давлении в точке отбора пробы.

11 Для природного газа, в котором значение массовой концентрации углеводородов C₅₊ в природном газе (вычисляют по 4.3) не превышает 1,0 г/м³, показатель 10 допускается не нормировать, определение его при этом не проводят.



Основные нововведения в разделе 4 Технические требования:

Примечание 3 (к Таблице 1) Если значение разрешенного абсолютного рабочего давления в данном магистральном газопроводе превышает 8,0 МПа, норму показателя 3 вычисляют по формуле (1).

4.2 Максимально допускаемое значение молярной доли диоксида углерода в природном газе X_{CO_2} , %, в зависимости от разрешенного рабочего давления в данном магистральном газопроводе вычисляют по формуле

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

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, %.

Примечание 11 (к Таблице 1) Для природного газа, в котором значение массовой концентрации углеводородов C_{5+} в природном газе (вычисляют по 4.3) не превышает 1,0 г/м³, показатель 10 допускается не нормировать, определение его при этом не проводят.

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

4.3.1 Вычисление массовой концентрации углеводородов C_{5+} , г/м³, в природном газе выполняют на основе измеренных значений молярной доли компонентов природного газа по следующей формуле

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

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; 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+} .



Основные нововведения в разделе 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.



Основные нововведения в разделе 8 Методы испытаний:

- Компонентный состав (в т.ч. диоксид углерода и кислород): методы по ГОСТ 31371. Арбитражный метод: метод А по ГОСТ 31371.7.

В РФ определение молярной доли кислорода до 01.01.2026 проводят электрохимическим методом по ГОСТ Р 56834.

- Сероводород и меркаптановая сера: методы по ГОСТ 22387.2 и ГОСТ 34723 (ГХ). Арбитражный метод: ГОСТ 34723.

В Российской Федерации определение сероводорода и меркаптановой серы до 01.01.2026 проводят по ГОСТ Р 53367.

- Общая сера: методы по ГОСТ 26374, ГОСТ 34712 (УФ-флуоресценция) и ГОСТ 34723. Арбитражный метод: ГОСТ 34723.

Для газа, содержащего серосодержащие соединения, определяемые при помощи расширенного метода ГХ, например, по ГОСТ Р 57975.2 (ПНГ), но не указанные в Таблице 1 ГОСТ 34723, с 01.01.2026 года арбитражным является метод по ГОСТ 34712.

В Российской Федерации определение общей серы до 01.01.2026 проводят по ГОСТ Р 53367.

- Низшая объемная теплота сгорания: методы по ГОСТ 10062, ГОСТ 27193 или ГОСТ 31369. Арбитражный метод: ГОСТ 31369.

В Российской Федерации определение низшей объемной теплоты сгорания до 01.01.2026 также проводят по ГОСТ Р 8.816.

- Плотность: методы по ГОСТ 17310, ГОСТ 34721 (пикнометрия) и ГОСТ 31369. Арбитражный метод: ГОСТ 31369.

- ТТРв: методы по ГОСТ 20060-2021. Арбитражный метод: визуальный конденсационный метод по ГОСТ 20060.

В Российской Федерации определение ТТРв до 01.01.2026 также проводят по ГОСТ Р 53763.

- ТТРув: методы по ГОСТ 20061-2021. Арбитражный метод: визуальный конденсационный метод по ГОСТ 20061.

В Российской Федерации определение ТТРув до 01.01.2026 также проводят по ГОСТ Р 53762.

Текущее состояние разработки стандарта



Первая редакция проекта ГОСТ «Газ природный, подготовленный к транспортированию по магистральным газопроводам. Технические условия» была направлена в АИС МГС 18.02.2021, сроком до 18.05.2021, письмо ТК052 от 18.02.2021 № 430);



В настоящее время завершены сбор и обработка замечаний и предложений, полученных от организаций-членов технического комитета по стандартизации ТК 52 «Природный и сжиженные газы», а также стран-членов ЕАСС по результатам рассмотрения первой редакции проекта межгосударственного стандарта, сформированы соответствующие сводки отзывов по результатам рассмотрения первой редакции проекта стандарта и подготовлена скорректированная редакция проекта стандарта для отправки на голосование в ТК052 и в АИС МГС;



Параллельно проводилась работа по согласованию проекта ГОСТ с профильными Департаментами ПАО «Газпром» с целью выработки окончательной редакции, подготовленной к голосованию в соответствующих организациях.



Окончательная редакция проекта ГОСТ «Газ природный, подготовленный к транспортированию по магистральным газопроводам. Технические условия» направлена организациям-членам ТК52 28.06.2021, сроком до 25.07.2021, письмо ТК052 от 28.06.2021 № 478)

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!