

# О практике совместной реализации ГОСТ 31371.7-2020 и ГОСТ 34807-2021

Докладчик: начальник Испытательной лаборатории газа  
отдела физико-химических исследований ИТЦ  
ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»

**А.В. Карусевич**

# О практике совместной реализации ГОСТ 31371.7-2020 и ГОСТ 34807-2021

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

---

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ  
СТАНДАРТ

ГОСТ  
31371.7—  
2020

---

Газ природный

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТАВА МЕТОДОМ ГАЗОВОЙ  
ХРОМАТОГРАФИИ С ОЦЕНКОЙ  
НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ

Часть 7

Методика измерений молярной доли компонентов



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

---

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ  
СТАНДАРТ

ГОСТ  
34807—  
2021

---

ГАЗ ПРИРОДНЫЙ

Методы расчета температуры точки росы по воде  
и массовой концентрации водяных паров

Издание официальное

5.6 В случае если используемый метод не позволяет проводить измерение молярной доли отдельных компонентов ПГ (гелий, водород, кислород, ~~метанол~~ и др.), информация об их содержании должна быть получена из других источников и учтена при вычислении компонентного состава пробы природного газа. Кроме того, ~~должна~~ быть учтена молярная доля неизмеряемых компонентов, к числу которых относятся серосодержащие компоненты, **водяные пары** и др.

# Методы определения влажности газа

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

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ  
СТАНДАРТ

ГОСТ  
34711—  
2021

**ГАЗ ПРИРОДНЫЙ**  
**Определение массовой концентрации  
водяных паров**

(ISO 10101-1:1993, NEQ)  
(ISO 10101-2:1993, NEQ)  
(ISO 10101-3:1993, NEQ)

Издание официальное

 Москва  
Стандартинформ  
2021

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

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ  
СТАНДАРТ

ГОСТ  
35033—  
2023

**ГАЗ ПРИРОДНЫЙ**  
**Определение содержания водяных паров  
сорбционными методами**

Издание официальное

Москва  
Российский институт стандартизации  
2023

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

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ  
СТАНДАРТ

ГОСТ  
20060—  
2021

**ГАЗ ПРИРОДНЫЙ**  
**Определение температуры точки росы по воде**

(ISO 6327:1981, NEQ)

Издание официальное

 Москва  
Стандартинформ  
2021

ГИ

ГОСТ Р  
53763—  
2009

**ЫЕ**  
**сы по воде**

# Расчет массовой концентрации и молярной доли паров воды по ГОСТ 34807-2021

☒ Расчет массовой концентрации водяных паров, пересчет ТТРв на абсолютное давление 3,92 МПа

☐ Расчет ТТРв

Единица измерения давления газа в газопроводе

Избыточное давление газа в газопроводе  $P = 59,00 \text{ кгс/см}^2$

Измеренное значение температуры точки росы  $\text{ТТРв}(P) = -17,5 \text{ }^\circ\text{C}$

Компонент	$x_i, \%$
Метан	95,4697
Этан	2,3000
Пропан	0,7900
И-бутан	0,2200
Н-бутан	0,2200
Нео-пентан	0,0000
И-пентан	0,0255
Н-пентан	0,0175
Н-гексан (C6+)	0,0212
Н-гептан	0,0000
Н-октан	0,0000
Диоксид углерода	0,4000
Азот	0,5200
Кислород	0,0051
Гелий	0,0080
Водород	0,0030
	100,00000

Массовая концентрация водяных паров детальным методом  $\beta = 28 \pm 8 \text{ мг/м}^3$  Молярная доля воды детальным методом  $0,0037 \% \pm 0,0011 \%$

Массовая концентрация водяных паров упрощенным методом  $\beta = 28 \pm 9 \text{ мг/м}^3$  Молярная доля воды упрощенным методом  $0,0037 \% \pm 0,0012 \%$

ТТРв при абсолютном давлении 3,92 МПа детальным методом  $\text{ТТРв}(3,92) = -20,7 \pm 2,1 \text{ }^\circ\text{C}$

ТТРв при абсолютном давлении 3,92 МПа упрощенным методом  $\text{ТТРв}(3,92) = -20,9 \pm 2,3 \text{ }^\circ\text{C}$

Рассчитать ТТРв(3,92) и массовую концентрацию водяных паров  $\beta$  по заданной температуре точки росы по воде

Рассчитать ТТРв по заданной концентрации водяных паров

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

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ  
СТАНДАРТ

ГОСТ  
34807—  
2021

ГАЗ ПРИРОДНЫЙ

Методы расчета температуры точки росы по воде  
и массовой концентрации водяных паров

Издание официальное

Москва  
Российский институт стандартизации  
2022

$$\beta = \frac{18,0153 \cdot 10^6 y_B}{V_r} \quad (26)$$

$$\beta = 7,50313 \cdot 10^{-5} \cdot y_B \quad (33)$$

# Задание параметров для оценки неопределенности значений показателей, вычисляемых по ГОСТ 34807-2021

Известен класс точности СИ давления

Класс точности СИ давления

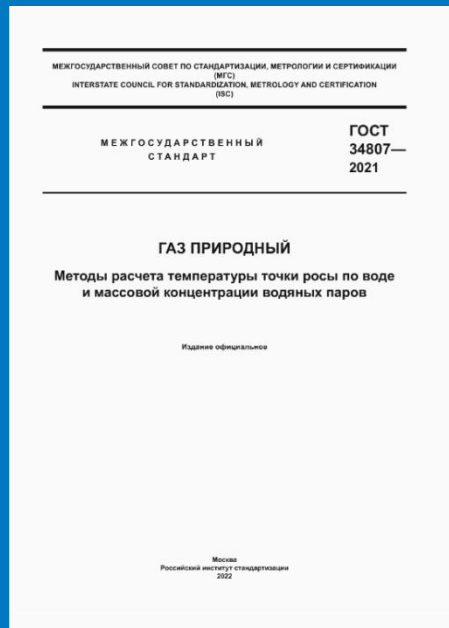
Диапазон измерений СИ давления  кгс/см<sup>2</sup>

Относительная погрешность измерения давления (расчет по к.т.)  $\delta_p = 1,0$  %

Абсолютная погрешность измерения ТТРв по Таблице 1 ГОСТ 20060-2021 (визуальный конденсационный метод)

Абсолютная погрешность измерения ТТР<sub>в</sub> анализатором точки росы визуальным конденсационным методом  $\Delta t = 1,5$  °C

Абсолютная погрешность (абсолютная расширенная неопределенность) измерения массовой концентрации паров воды (например, по ГОСТ 34711)  $\Delta_p =$   мг/м<sup>3</sup>



# О практике совместной реализации ГОСТ 31371.7-2020 и ГОСТ 34807-2021

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

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ  
СТАНДАРТ

ГОСТ  
31371.7—  
2020

Газ природный

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТАВА МЕТОДОМ ГАЗОВОЙ  
ХРОМАТОГРАФИИ С ОЦЕНКОЙ  
НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ

Часть 7

Методика измерений молярной доли компонентов

Издание официальное



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

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ  
СТАНДАРТ

ГОСТ  
34807—  
2021

ГАЗ ПРИРОДНЫЙ

Методы расчета температуры точки росы по воде  
и массовой концентрации водяных паров

Издание официальное

5.2.3 Упрощенный метод расчета  $T_{TPB}$  и МКВП применим при значении молярной доли метана в ПГ не менее 95%.

# Примеры протоколов испытаний по ГОСТ 31371.7-2020 и ГОСТ 34807-2021

Общество с ограниченной ответственностью "Газпром трансгаз Нижний Новгород"  
(ООО "Газпром трансгаз Нижний Новгород")  
603000, Россия, Нижегородская область, г. Нижний Новгород, ул. Заводская д.11  
Испытательная лаборатория газа (ИЛГ)

Уникальный номер заявки на аккредитацию в реестре аккредитованных лиц: РОСС.РЛ.0001.202.0.15  
603152, Россия, Нижегородская обл., г. Нижний Новгород, ул. Заводская д.11  
тел.: +7 (831) 464-65-20, факс: 8314

Документ подписан электронной подписью

сертификат № 10000000000000000000  
полное наименование: Общество с ограниченной ответственностью "Газпром трансгаз Нижний Новгород"  
полное наименование: Общество с ограниченной ответственностью "Газпром трансгаз Нижний Новгород"  
сертификат действителен с 10.03.2020 по 30.03.2026  
дата подписания: 29.09.2020

**ПРОТОКОЛ**

1. Наименование и адрес заказчика: **ООО "Газпром трансгаз Нижний Новгород"**

2. Место осуществления лабораторной деятельности: **г. Нижний Новгород, ул. Заводская д.11**

3. Основание для проведения испытаний: **График аналитический Утилизатор**

4. План и метод отбора пробы: **Типовой план отбора п.3.4.1.2, п.3.2 ГОСТ 31371.7-2020**

5. Наименование объекта испытаний: **Газ горючий природный**

6. ИД, устанавливающий требования к показателям качества (ТУ): **ГОСТ 5554**

7. Место отбора пробы: **сл. «Смесь: Газовый» № 24-0000420**

8. Акт отбора пробы №: **К-4**

9. Дата получения пробы: **22.09.20**

10. Дата проведения испытаний: **22.09.20**

11. Описание тары: **Баллон**

12. Условия отбора пробы: **температура - давление - влажность**

13. Прочие сведения: **нет**

14. Результаты испытаний представлены в Таблице 1.

№ п/п	Показатель	Ед.изм.	ИД на метод испытаний	Результат анализа	Расширенная неопределенность ± U, при k=2
1.	Компонентный состав				
	метан % мол.			93,88	0,17
	этан % мол.			3,63	0,15
	пропан % мол.			1,19	0,07
	н-бутан % мол.			0,183	0,012
	изобутан % мол.			0,174	0,012
	пентан % мол.			менее 0,0050	-
	гексан % мол.			0,030	0,003
	октан % мол.			0,0214	0,0025
	С <sub>10</sub> + % мол.			0,020	0,003
	аромат % мол.			0,523	0,022
	кислорода % мол.			менее 0,0050	-
	диоксида углерода % мол.			0,328	0,021
	гелий % мол.			0,0106	0,0009
	азота % мол.			0,0017	0,0003
2.	Относительная влажность	%		0,5960	0,0022
3.	Плотность ρ <sub>20</sub>	кг/м³		0,7179	0,0026
4.	Объемная теплота сгорания (объемная)	МДж/м³		35,06	0,12
5.	Высшая теплота сгорания (объемная)	МДж/м³		38,84	0,14
6.	Число Воббе высшее	МДж/м³		50,30	0,09

15. Мнения и интерпретации:

Присутствие в МДж/м³ в «кислоте» дисперсной фазы не влияет на результаты испытаний, в соответствии с п. 4.4 Приложения С ГОСТ 31371.7-2020 (не влияет).

пересчет 1 см³ = 4,1868 Дж, представлено в Таблице 2.

Протокол испытаний МК-49-2025 Стр. 2 из 3

Общество с ограниченной ответственностью "Газпром трансгаз Нижний Новгород"  
(ООО "Газпром трансгаз Нижний Новгород")  
603000, Россия, Нижегородская область, г. Нижний Новгород, ул. Заводская д.11  
Испытательная лаборатория газа (ИЛГ)

Уникальный номер заявки на аккредитацию в реестре аккредитованных лиц: РОСС.РЛ.0001.202.0.15  
603152, Россия, Нижегородская обл., г. Нижний Новгород, ул. Заводская д.11  
тел.: +7 (831) 464-65-20, факс: 831464-65-23, E-mail: gazprom-nn@yandex.ru

Документ подписан электронной подписью

сертификат № 10000000000000000000  
полное наименование: Общество с ограниченной ответственностью "Газпром трансгаз Нижний Новгород"  
полное наименование: Общество с ограниченной ответственностью "Газпром трансгаз Нижний Новгород"  
сертификат действителен с 10.03.2020 по 30.03.2026  
дата подписания: 29.09.2020

**ПРОТОКОЛ ИСПЫТАНИЙ**

1. Наименование и адрес заказчика: **ООО "Газпром трансгаз Нижний Новгород"**

2. Место осуществления лабораторной деятельности: **г. Нижний Новгород, ул. Заводская д.11**

3. Основание для проведения испытаний: **График аналитический Утилизатор**

4. План и метод отбора пробы: **Типовой план отбора пробы ИЛГ ГОСТ 31371.7-2020, п.3.4.1.2, п.3.2 ГОСТ 31371.7-2020**

5. Наименование объекта испытаний: **Газ горючий природный**

6. ИД, устанавливающий требования к показателям качества (ТУ): **ГОСТ 5554**

7. Место отбора пробы: **сл. «Смесь: Газовый» № 24-0000420, Кислород: 0**

8. Акт отбора пробы №: **К-50**

9. Дата получения пробы: **22.09.20**

10. Дата проведения испытаний: **22.09.20**

11. Описание тары: **нет**

12. Условия отбора пробы: **температура газа в смеси - температура газа в смеси - температура газа в смеси - влажность газа в смеси - влажность газа в смеси - влажность газа в смеси**

13. Прочие сведения: **нет**

14. Результаты испытаний представлены в Таблице 2.

Показатель	Результат анализа		Расширенная неопределенность ± U, при k=2, кг/м³
	МДж/м³	ккал/м³	
Объемная теплота сгорания (объемная)	35,06	8375	30
Высшая теплота сгорания (объемная)	38,84	9280	30
Число Воббе высшее	50,30	12015	21

16. Заявление об ограничении ответственности Испытательной лаборатории газа

16.1 Результаты анализа относятся к пробе, подвергнутой испытанию.

16.2 Частичное копирование настоящего протокола без согласия Испытательной лаборатории газа ООО "Газпром трансгаз Нижний Новгород" запрещено!

Примечание:

1. ГОСТ 31371.7-2020 (метод В) Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с онлайн-непрерывностью. Часть 7. Методика выполнения измерений массовой доли компонентов. (Методика для метода отбора пробы)

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

3. Данные из протокола испытаний ИЛГ № 26-2025 от 02.04.2025

4. Стандартные условия измерений: 20°С и 101,3 кПа.

5. Стандартные условия сгорания: 25°С и 101,3 кПа.

Ответственный за проведение испытаний: **Е.В. Ковина**

Ф.И.О.

Протокол испытаний МК-49-2025 Стр. 3 из 3

Общество с ограниченной ответственностью "Газпром трансгаз Нижний Новгород"  
(ООО "Газпром трансгаз Нижний Новгород")  
603000, Россия, Нижегородская область, г. Нижний Новгород, ул. Заводская д.11  
Испытательная лаборатория газа (ИЛГ)

Уникальный номер заявки на аккредитацию в реестре аккредитованных лиц: РОСС.РЛ.0001.202.0.15  
603152, Россия, Нижегородская обл., г. Нижний Новгород, ул. Заводская д.11  
тел.: +7 (831) 464-65-20, факс: 831464-65-23, E-mail: gazprom-nn@yandex.ru

Документ подписан электронной подписью

сертификат № 10000000000000000000  
полное наименование: Общество с ограниченной ответственностью "Газпром трансгаз Нижний Новгород"  
полное наименование: Общество с ограниченной ответственностью "Газпром трансгаз Нижний Новгород"  
сертификат действителен с 10.03.2020 по 30.03.2026  
дата подписания: 29.09.2020

**ПРОТОКОЛ ИСПЫТАНИЙ**

1. Наименование и адрес заказчика: **ООО "Газпром трансгаз Нижний Новгород"**

2. Место осуществления лабораторной деятельности: **г. Нижний Новгород, ул. Заводская д.11**

3. Основание для проведения испытаний: **График аналитический Утилизатор**

4. План и метод отбора пробы: **Типовой план отбора пробы ИЛГ ГОСТ 31371.7-2020, п.3.4.1.2, п.3.2 ГОСТ 31371.7-2020**

5. Наименование объекта испытаний: **Газ горючий природный**

6. ИД, устанавливающий требования к показателям качества (ТУ): **ГОСТ 5554**

7. Место отбора пробы: **сл. «Смесь: Газовый» № 24-0000420, Кислород: 0**

8. Акт отбора пробы №: **К-50**

9. Дата получения пробы: **22.09.20**

10. Дата проведения испытаний: **22.09.20**

11. Описание тары: **нет**

12. Условия отбора пробы: **температура газа в смеси - температура газа в смеси - температура газа в смеси - влажность газа в смеси - влажность газа в смеси - влажность газа в смеси**

13. Прочие сведения: **нет**

14. Результаты испытаний представлены в Таблице 1.

№ п/п	Показатель	Ед.изм.	ИД на метод испытаний	Результат анализа	Доверительные границы погрешности ±Δ, при P=0,95
1.	Температура точки росы по воде	°C	ГОСТ 20060-2021	минус 21,2	1,5
2.	Температура точки росы по воде при абсолютном давлении 3,92 МПа (40,0 кгс/см²)	°C	ГОСТ 34807-2021	минус 18,3	2,2
3.	Температура точки росы по углеводородам	°C	ГОСТ 34807-2021	минус 18,3	2,2

15. Мнения и интерпретации:

16. Заявление об ограничении ответственности Испытательной лаборатории газа

16.1 Результаты анализа относятся к пробе, подвергнутой испытанию.

16.2 Частичное копирование настоящего протокола без согласия Испытательной лаборатории газа ООО "Газпром трансгаз Нижний Новгород" запрещено!

Примечание:

1. Результаты анализа получены при температуре газа в смеси минус 21,2°С (по 101,3 кПа).

2. ГОСТ 20060-2021 Газ природный. Методика определения температуры точки росы по воде и углеводородам (методика).

3. ГОСТ 34807-2021 Газ природный. Методика определения температуры точки росы по углеводородам (методика).

4. Для расчета по ГОСТ 34807-2021, данные методы не используются, данные о компонентном составе протокола газа в соответствии с ГОСТ 31371.7-2020 (акт отбора К-49 от 22.09.2025).

Ответственный за проведение испытаний: **Е.В. Ковина**

Ф.И.О.

Протокол испытаний МК-50-2025 Стр. 2 из 2

**Первичный расчет молярной доли воды 0,0042631 %**

**Итерационный расчет молярной доли воды 0,0042630 %**

**Первичный расчет TTPB(3,92МПа) -18,8326 °C**

**Итерационный расчет TTPB(3,92МПа) -18,8323 °C**

# Область применения ГОСТ 31369-2021

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

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ  
СТАНДАРТ

ГОСТ  
31369—  
2021  
(ISO 6976:2016)

## ГАЗ ПРИРОДНЫЙ

Вычисление теплоты сгорания, плотности,  
относительной плотности и числа Воббе  
на основе компонентного состава

(ISO 6976:2016, MOD)

Издание официальное

Москва  
Российский институт стандартизации  
2021

*Примечание — При вычислении значений физических показателей должны быть учтены все компоненты, молярная доля которых не менее 0.00005 (0.005 % молярной доли). Перечень компонентов, учитываемых при вычислении значений физических показателей, определяется применяемой(ыми) методикой(ами) измерений.*

3 Поскольку молярная доля присутствующей воды обычно не определяется в ходе хроматографического анализа, общепринятой практикой является вычисление физических показателей на основе сухого газа, и влияние водяного пара учитывается отдельной процедурой. В то же время если молярная доля водяного пара известна, то вычисление параметра можно осуществить полностью в соответствии с описанными в настоящем стандарте процедурами.



# Корреляция между ТТРв (3,92 МПа) и молярной долей воды в природном газе различного состава

ТТРв (Р=3,92 МПа), °С	«легкий газ» ( $X_{CH_4} \approx 98,5\%$ )		«средний газ» ( $X_{CH_4} \approx 95\%$ )		«тяжелый газ» ( $X_{CH_4} \approx 88\%$ )	
	$\beta$ , мг/м³	$X_{H_2O}$ , %	$\beta$ , мг/м³	$X_{H_2O}$ , %	$\beta$ , мг/м³	$X_{H_2O}$ , %
-36	7	0,0009	7	0,0009	6	0,0008
-35	8	0,0010	8	0,0010	7	0,0009
-34	9	0,0011	8	0,0011	8	0,0010
-32	10	0,0013	10	0,0013	9	0,0013
-30	12	0,0016	12	0,0016	11	0,0015
-28	15	0,0020	15	0,0020	14	0,0019
-26	18	0,0024	17	0,0023	16	0,0021
-24	21	0,0028	21	0,0028	20	0,0027
-22	25	0,0033	25	0,0033	23	0,0031
-20	30	0,0040	29	0,0039	28	0,0037
-18	35	0,0047	34	0,0045	33	0,0044
-17	38	0,0051	37	0,0049	36	0,0048
-16	41	0,0055	40	0,0053	39	0,0052
-15	45	0,0060	43	0,0057	42	0,0056
-14	48	0,0064	46	0,0061	45	0,0060
-13	52	0,0069	50	0,0067	49	0,0065
-12	56	0,0075	54	0,0072	53	0,0071
-11	61	0,0081	59	0,0079	58	0,0077
-10	66	0,0088	64	0,0085	62	0,0083
-8	77	0,0103	76	0,0101	73	0,0097
-6	89	0,0119	88	0,0117	85	0,0113
-4	103	0,0137	102	0,0136	99	0,0132
-2	119	0,0159	118	0,0157	114	0,0152
0	137	0,0183	136	0,0181	132	0,0176
+2	158	0,0211	157	0,0209	152	0,0202

# Приложение ДА ГОСТ 31369-2021

## Оценка вклада водяных паров в вычисление значений ФХП

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

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ  
СТАНДАРТ

ГОСТ  
31369—  
2021  
(ISO 6976:2016)

ГАЗ ПРИРОДНЫЙ

Вычисление теплоты сгорания, плотности,  
относительной плотности и числа Воббе  
на основе компонентного состава

(ISO 6976:2016, MOD)

Издание официальное

Вместе с тем при наличии обоснования незначимости вклада в вычисленные значения ФХП (Y) сокращенный анализ может быть применен для природного газа постоянного состава в отношении компонентов, значение молярной доли которых превышает 0,005 %.

Москва  
Российский институт стандартизации  
2021

ГОСТ 31369—2021

Приложение ДА  
(рекомендуемое)

Рекомендации по выбору перечня учитываемых компонентов природного газа при определении его физико-химических показателей для конкретного узла измерений

Основным вопросом при выборе методики определения компонентного состава природного газа для конкретного узла измерений, обеспечивающей получение достоверной информации о составе и физико-химических показателях качества природного газа, является выбор оптимального перечня компонентов, подлежащих определению.

В любом случае выбор осуществляют на основании расширенного анализа компонентного состава природного газа в том числе измерений, проводимых по аттестованным методикам измерений молярной доли компонентов. При расширенном анализе должны быть определены содержания углеводородных компонентов с числом атомов углерода  $C_1—C_9$  (включая бензол и толуол), постоянных газов (азот, кислород, аргон, диоксид углерода, гелий и водород), оксидсодержащих компонентов (сероводорода, меркаптанов  $C_1—C_4$ , серооксид углерода) и водяных паров. При этом нижняя граница измерений молярной доли компонентов должна составлять для углеводородов, гелия и водорода не более 0,0010 %, для суммарного содержания кислорода и аргона, азота и диоксида углерода — не более 0,0050 %.

При рутинных измерениях на конкретных узлах учета допускается проводить сокращенный анализ компонентного состава без потери достоверности вычисленных значений ФХП, используя:

- а) обобщенное допущение не учитывать при рутинных измерениях для вычисления ФХП компоненты, молярная доля которых не превышает значения 0,005 %, ввиду незначимости вклада этих компонентов в вычисленные значения ФХП;
- б) условно-постоянное значение молярной доли для некоторых компонентов на установленный период времени при невозможности обеспечения измерений их текущего значения молярной доли с применением имеющейся аналитической системы;
- в) измерение суммарной молярной доли двух или более компонентов, фиксируемых в виде хроматографических неразделенных пиков, например кислород-аргон-азот или компоненты тяжелее пентана в виде псевдокомпонента  $C_{10+}$ .

Вместе с тем при наличии обоснования незначимости вклада в вычисленные значения ФХП (Y) сокращенный анализ может быть применен для природного газа постоянного состава в отношении компонентов, значение молярной доли которых превышает 0,005 %.

Обоснование незначимости вклада в значения ФХП проводят путем оценки относительного изменения (Y, %) значений всех ФХП, вычисленных по полному (Y) и сокращенному (Y) компонентному составу. Оценку Y проводят для показателей:

- высшая объемная теплота сгорания  $(HV)_G$ , МДж/м<sup>3</sup>;
- низшая объемная теплота сгорания  $(HV)_N$ , МДж/м<sup>3</sup>;
- относительная плотность  $G$ ;
- абсолютная плотность  $D$ , кг/м<sup>3</sup>;
- высшее число Воббе  $W_G$ , МДж/м<sup>3</sup>;
- низшее число Воббе  $W_N$ , МДж/м<sup>3</sup>.

В качестве критерия оценки обоснованности Y для сокращения перечня определяемых компонентов принимают норматив, равный 20 % значения расширенной неопределенности значения ФХП  $U(Y)$ , вычисленного по результатам полного компонентного состава сухого газа.

При получении значения модуля Y не более норматива для всех ФХП исключение компонента(ов) из числа определяемых по изложенной методике измерений считается обоснованным. При получении значения модуля Y более норматива хотя бы по одному показателю исключение компонента(ов) не допускается.

В качестве примера приведена оценка обоснованности исключения из числа обязательно определяемых компонентов гелия, водорода и водяных паров для двух образцов природного газа, состав которых приведен в таблице ДА.1. Пример приведен для метода определения «метан по разности».

Т а б л и ц а ДА.1 — Паспортные данные о полном компонентном составе образцов ПГ

Компонент	Образец № 1		Образец № 2	
	х, мол. доля, %	$U(x)$ , мол. доля, %	х, мол. доля, %	$U(x)$ , мол. доля, %
Метан	остальное		остальное	
Этан	11,83	0,47	4,69	0,19
Пропан	3,63	0,22	0,623	0,038
2-Метилпропан (изобутан)	0,297	0,012	0,0340	0,0023

37

# Приложение ДА ГОСТ 31369-2021

## Оценка вклада водяных паров в вычисление значений ФХП

$$\psi = \frac{\Delta Y}{U(Y)} \cdot 100\%$$

Показатель	Значение Y* (без учета воды )	X <sub>H2O</sub> = 50 ppm				X <sub>H2O</sub> = 100 ppm				X <sub>H2O</sub> = 200 ppm			
		Значение Y (с учетом воды)	U(Y)	ΔY	ψ, %	Значение Y (с учетом воды)	U(Y)	ΔY	ψ, %	Значение Y (с учетом воды)	U(Y)	ΔY	ψ, %
«легкий» газ													
Относительная плотность	0,56430	0,56430	0,00026	0	0	0,56430	0,00026	0	0	0,56431	0,00026	-0,00001	3,8
Низшая объемная теплота сгорания, МДж/м³	33,570	33,568	0,021	0,002	9,5	33,566	0,021	0,004	19,0	33,563	0,021	0,007	33,3
Число Воббе высшее, МДж/м³	49,572	49,569	0,027	0,003	11,1	49,567	0,027	0,005	18,5	49,562	0,027	0,010	37,0
«средний» газ													
Относительная плотность	0,58468	0,58468	0,00076	0	0	0,58468	0,00076	0	0	0,58469	0,00076	-0,00001	1,3
Низшая объемная теплота сгорания, МДж/м³	34,494	34,493	0,043	0,001	2,3	34,491	0,043	0,003	7,0	34,488	0,043	0,006	14,0
Число Воббе высшее, МДж/м³	49,992	49,989	0,038	0,003	7,9	49,987	0,038	0,005	13,2	49,982	0,038	0,010	26,3
«тяжелый» газ													
Относительная плотность	0,60305	0,60306	0,00125	-0,00001	0,8	0,60306	0,00125	-0,00001	0,8	0,60307	0,00125	-0,00002	1,6
Низшая объемная теплота сгорания, МДж/м³	35,385	35,381	0,068	0,004	5,9	35,380	0,068	0,005	7,4	35,376	0,068	0,009	13,2
Число Воббе высшее, МДж/м³	50,448	50,445	0,051	0,003	5,9	50,443	0,051	0,005	9,8	50,438	0,051	0,010	19,6

## ВЫВОДЫ

1. Содержание водяного пара в природном газе ниже значений 0,0200 мол.% не оказывает значимого влияния на ФХП газа, рассчитываемые исходя из данных о компонентном составе.
2. Знание компонентного состава природного газа в большинстве случаев является первичной и необходимой информацией при вычислении влагосодержания газа или при пересчете  $TTP_v$  на другое давление по ГОСТ 34807-2021 на основе результатов инструментального измерения  $TTP_v$  конденсационным методом.
3. Целесообразно развивать приборную базу, обеспечивающую определение содержания водяных паров в природном газе сорбционными методами по ГОСТ 35033-2023.
4. Предлагаем включить в перспективный план работ ТК 052 разработку стандарта «Газ природный. Определение содержания водяных паров ИК-спектральным методом».

**СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ !**

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ



НАЦИОНАЛЬНЫЙ  
СТАНДАРТ  
РОССИЙСКОЙ  
ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р  
8.668—  
2009

Государственная система обеспечения  
единства измерений

ТЕПЛОТА (ЭНЕРГИЯ) СГОРАНИЯ  
ОБЪЕМНАЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Общие требования к методам измерений

Издание официальное



Москва  
Стандартинформ  
2019

ГОСТ Р 8.668—2009

равная ссылка, но рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (применения). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

### 3 Термины, обозначения и сокращения

3.1 В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 **природный газ:** Газовая смесь, состоящая из следующих компонентов: предельных углеводородов ( $C_nH_{2n+2}$ ), водорода, гелия, кислорода, азота, диоксида углерода (углекислого газа) и сероводорода.

3.1.2

**газовая смесь:** Смесь чистых газов, не вступающих друг с другом в химическую реакцию.  
[ГОСТ 30319.0—98, статья 3.3]

3.1.3

**сухой природный газ:** Газ, в котором молярная доля паров воды не превышает 0,00020.  
[ГОСТ 31369—2008, статья 2.11]

Примечания

- 1 Термин в конкретном толковании применен только в контексте настоящего стандарта.
- 2 Указанное влаподеление 0,00020 соответствует абсолютной влажности 0,150 г/м<sup>3</sup> или точке росы минус 38 °С при давлении 101,325 кПа.
- 3 Влаподеление природного газа, подаваемого в магистральные газопроводы, транспортируемые по нему и поставляемого потребителю, ограничивается требованиями соответствующих нормативных документов, действующих в стране, или условиями контракта.

3.1.4 **влажный природный газ:** Газ, в котором молярная доля паров воды превышает 0,00020.

Примечание — При применении ГОСТ 31369 методы вычисления значений параметров горючих газов основаны на результатах определения элементного состава методом газовой хроматографии, позволяющим измерить содержание всех важных компонентов, за исключением воды, поэтому вычисленное значение параметров газа относится к сухому газу. При значении молярной доли паров воды, превышающем 0,00020, в полученные значения теплоты сгорания для сухого газа должна быть внесена поправка в соответствии с рекомендациями приложения F ГОСТ 31369.

3.1.5 **температура точки росы:** Температура, при которой пары воды, содержащиеся в природном газе, охлаждаясь изобарически, достигают состояния насыщения над водой.

3.1.6

**высшая теплота сгорания:** Количество теплоты, которое может выделиться при полном сгорании в воздухе определенного количества газа таким образом, что давление  $p_1$ , при котором протекает реакция, остается постоянным, а все продукты сгорания принимают ту же температуру  $t_1$ , что и температура реагентов. При этом все продукты находятся в газообразном состоянии, за исключением воды, которая конденсируется в жидкость при  $t_1$ .  
[ГОСТ 31369—2008, статья 2.1]

3.1.7

**низшая теплота сгорания:** Количество теплоты, которое может выделиться при полном сгорании в воздухе определенного количества газа таким образом, что давление  $p_1$ , при котором протекает реакция, остается постоянным, а все продукты сгорания принимают ту же температуру  $t_1$ , что и температура реагентов. При этом все продукты находятся в газообразном состоянии.  
[ГОСТ 31369—2008, статья 2.2]

3.1.8 **стандартные условия сгорания:** Условия сгорания, характеризующиеся нормированной температурой  $t_1$  и давлением  $p_1$ , принятыми за условия сжигания топлива.

ГОСТ Р 8.668—2009

10.3 Низшую ОТС, соответствующую измеренному значению высшей ОТС, полученному КМ с применением газовых калориметров (измерения при постоянном давлении),  $H_u$  вычисляют по формуле

$$H_u [H_1, p_1, V_1, p_2] = k H_v [H_1, p_1, V_1, p_2] \quad (1)$$

где  $k$  — коэффициент, который может быть точно рассчитан, если известен состав сжигаемого газа, или который может быть рассчитан по одной из эмпирических зависимостей:

$$k = 0,89377 + 0,01128 p_1 \quad (2)$$

где  $p_1$  — плотность сжигаемого газа, кг/м<sup>3</sup>, или

$$k = 0,89096 + 0,00030 H_v [H_1, p_1, V_1, p_2] \quad (3)$$

где  $H_v [H_1, p_1, V_1, p_2]$  — значение высшей ОТС, МДж/м<sup>3</sup>, измеренное с применением газового калориметра;

$V$  — объем сжигаемого газа, м<sup>3</sup>;

$t_1, t_2$  — температура сгорания и температура измерений соответственно, °С;

$p_1, p_2$  — давление газа при условиях сгорания и условиях измерения, кПа.

Зависимости (2) и (3) получены эмпирическим путем на основании результатов анализа проб газа различного состава.

10.4 Для расчета низшей теплоты сгорания при использовании калориметра с бомбой по формулам (10) и (11) ГОСТ 10062 необходимо учитывать эмпирический коэффициент для вычисления поправки на разность теплоты сгорания газа при постоянном давлении и постоянном объеме.

### 11 Расчет поправки на молярную долю паров воды в природном газе

11.1 На практике молярная доля паров воды в ПГ может превышать значение 0,0002. При определении объемной теплоты сгорания расчетным методом пары воды учитывают как компонент с известным значением молярной доли и известными физическими свойствами. Метод расчета параметров реальных газов, молярная доля воды в которых превышает 0,0002, приведен в ГОСТ 31369 (приложение 3). Рекомендации по учету влияния содержания паров воды на значение объемной теплоты сгорания природного газа приведены в ГОСТ 31369 (приложение F).

11.2 Результаты измерений ОТС приводят к объему сухого ПГ при температуре 20 °С и давлении 101,325 кПа.

11.3 Если ПГ влажный, то при применении расчетного метода вносят поправку в результат измерения ОТС на наличие паров воды. При применении калориметрического метода, реализуемого с использованием газовых калориметров, такую процедуру не проводят, поскольку наличие паров воды в ПГ отражается в результатах измерений. Для метода сжигания ПГ в калориметрической бомбе учитывают влажность газа и приведение его к рабочему состоянию выполняется в соответствии с ГОСТ 10062.

6

35