

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

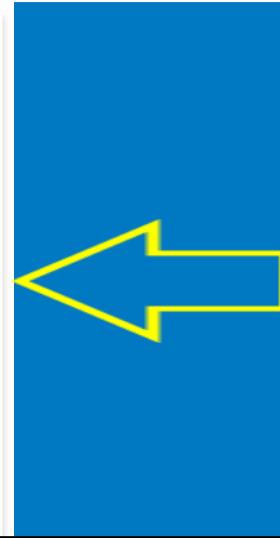
ГОСТ
31371.7—
2020

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 ГОСТ
СТАНДАРТ 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 ГОСТ
СТАНДАРТ 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 ГОСТ
СТАНДАРТ 20060—
2021

ГАЗ ПРИРОДНЫЙ

Определение температуры точки росы по воде

(ISO 6327:1981, NEQ)

Издание официальное

огии

ГОСТ Р
53763—
2009

ые
сы по воде

 Москва
Стандартинформ
2021

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

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

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

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

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 $0,0037 \% \pm 0,0012 \%$

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

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

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

ГОСТ
34807—
2021

ГАЗ ПРИРОДНЫЙ

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

Издание официальное

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

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

Москва
Российский институт стандартизации
2022

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

Известен класс точности СИ давления

Класс точности СИ давления **0,6**

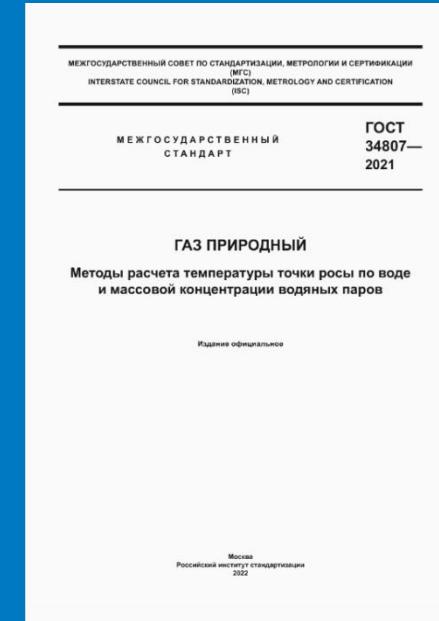
Диапазон измерений СИ давления **100,0 кгс/см²**

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

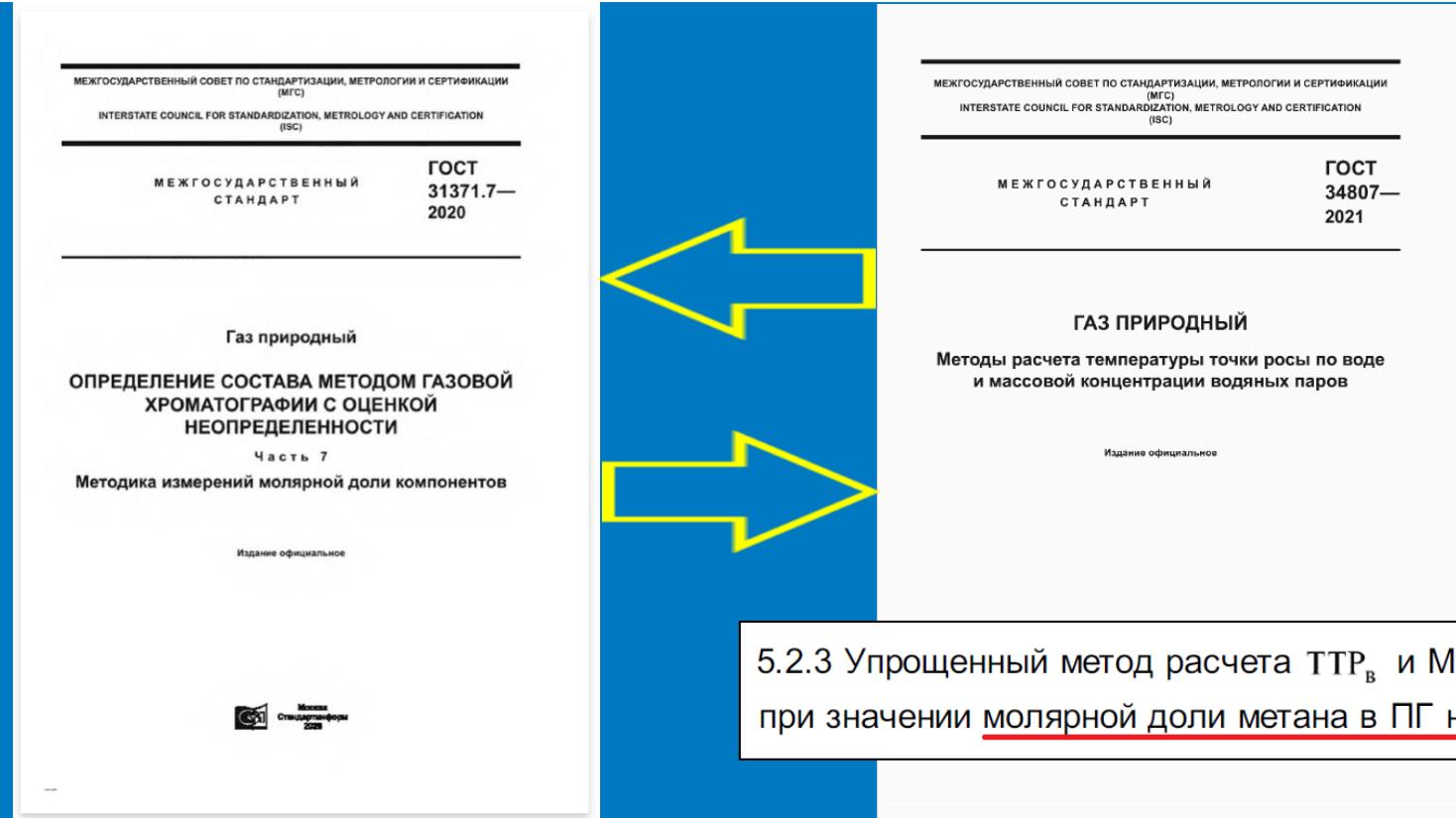
Абсолютная погрешность измерения ТТР_в по Таблице 1 ГОСТ 20060-2021 (визуальный конденсационный метод)

Абсолютная погрешность измерения ТТР_в анализатором точки росы визуальным конденсационным методом $\Delta t = 1,5 ^\circ\text{C}$

Абсолютная погрешность (абсолютная расширенная неопределенность) измерения массовой концентрации паров воды (например, по ГОСТ 34711) $\Delta_p = [] \text{ мг/м}^3$



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



5.2.3 Упрощенный метод расчета T_{TR_b} 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

ООО Газпром трансгаз Нижний Новгород
603000, Россия, Нижний Новгород, ул. Звездинка, д.15
Испытательная лаборатория газа (ИЛ)
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц: РОСС RU.0001.2215.15

Документ подписан
электронной подписью
Сертификат установлен
Ключевой Алгоритм подписи
Срок действия сертификата: 01.01.2026
Время подписи: 29.03.2025

13. Прочие сведения: нет

14. Результаты испытаний представлены в Таблице 1.

Таблица 1

№ п/п	Показатель	Ед.изм.	НД на метод испытаний	Результат анализа	Расширенная неопределенность $\pm U$ при $k=2$
1.	Компонентный состав				
1.1.	метан	% мол.		93,88	0,17
1.2.	этан	% мол.		5,63	0,15
1.3.	пропан	% мол.		1,19	0,07
1.4.	и-бутан	% мол.		0,183	0,012
1.5.	н-бутан	% мол.		0,174	0,012
1.6.	н-пентан	% мол.		менее 0,050	
1.7.	и-пентан	% мол.		0,030	0,003
1.8.	С6+	% мол.		0,024	0,0025
1.9.	изобутан	% мол.		0,020	0,003
1.10.	изопропанол	% мол.		0,523	0,022
1.11.	изопропил	% мол.		менее 0,0003	
1.12.	диметил углерода	% мол.		0,328	0,021
1.13.	диметил этилен	% мол.		0,0106	0,0009
1.14.	гелий	% мол.		0,0017	0,0003
1.15.	водород	% мол.		0,5960	0,0022
1.16.	Окислительная плотность			0,7179	0,0026
1.17.	Плотность	кг/м ³		35,06	0,12
1.18.	Объемная густота	МДж/м ³		38,84	0,14
1.19.	сторожки	мм		50,30	12015
1.20.	изобутан	мм		0,09	
1.21.	Число Воббе выше				21
1.22.	Число Воббе выше				30
1.23.	Число Воббе выше				30
1.24.	Число Воббе выше				21
1.25.	Число Воббе выше				30
1.26.	Число Воббе выше				30
1.27.	Число Воббе выше				21
1.28.	Число Воббе выше				30
1.29.	Число Воббе выше				30
1.30.	Число Воббе выше				21
1.31.	Число Воббе выше				30
1.32.	Число Воббе выше				30
1.33.	Число Воббе выше				21
1.34.	Число Воббе выше				30
1.35.	Число Воббе выше				30
1.36.	Число Воббе выше				21
1.37.	Число Воббе выше				30
1.38.	Число Воббе выше				30
1.39.	Число Воббе выше				21
1.40.	Число Воббе выше				30
1.41.	Число Воббе выше				30
1.42.	Число Воббе выше				21
1.43.	Число Воббе выше				30
1.44.	Число Воббе выше				30
1.45.	Число Воббе выше				21
1.46.	Число Воббе выше				30
1.47.	Число Воббе выше				30
1.48.	Число Воббе выше				21
1.49.	Число Воббе выше				30
1.50.	Число Воббе выше				30
1.51.	Число Воббе выше				21
1.52.	Число Воббе выше				30
1.53.	Число Воббе выше				30
1.54.	Число Воббе выше				21
1.55.	Число Воббе выше				30
1.56.	Число Воббе выше				30
1.57.	Число Воббе выше				21
1.58.	Число Воббе выше				30
1.59.	Число Воббе выше				30
1.60.	Число Воббе выше				21
1.61.	Число Воббе выше				30
1.62.	Число Воббе выше				30
1.63.	Число Воббе выше				21
1.64.	Число Воббе выше				30
1.65.	Число Воббе выше				30
1.66.	Число Воббе выше				21
1.67.	Число Воббе выше				30
1.68.	Число Воббе выше				30
1.69.	Число Воббе выше				21
1.70.	Число Воббе выше				30
1.71.	Число Воббе выше				30
1.72.	Число Воббе выше				21
1.73.	Число Воббе выше				30
1.74.	Число Воббе выше				30
1.75.	Число Воббе выше				21
1.76.	Число Воббе выше				30
1.77.	Число Воббе выше				30
1.78.	Число Воббе выше				21
1.79.	Число Воббе выше				30
1.80.	Число Воббе выше				30
1.81.	Число Воббе выше				21
1.82.	Число Воббе выше				30
1.83.	Число Воббе выше				30
1.84.	Число Воббе выше				21
1.85.	Число Воббе выше				30
1.86.	Число Воббе выше				30
1.87.	Число Воббе выше				21
1.88.	Число Воббе выше				30
1.89.	Число Воббе выше				30
1.90.	Число Воббе выше				21
1.91.	Число Воббе выше				30
1.92.	Число Воббе выше				30
1.93.	Число Воббе выше				21
1.94.	Число Воббе выше				30
1.95.	Число Воббе выше				30
1.96.	Число Воббе выше				21
1.97.	Число Воббе выше				30
1.98.	Число Воббе выше				30
1.99.	Число Воббе выше				21
1.100.	Число Воббе выше				30
1.101.	Число Воббе выше				30
1.102.	Число Воббе выше				21
1.103.	Число Воббе выше				30
1.104.	Число Воббе выше				30
1.105.	Число Воббе выше				21
1.106.	Число Воббе выше				30
1.107.	Число Воббе выше				30
1.108.	Число Воббе выше				21
1.109.	Число Воббе выше				30
1.110.	Число Воббе выше				30
1.111.	Число Воббе выше				21
1.112.	Число Воббе выше				30
1.113.	Число Воббе выше				30
1.114.	Число Воббе выше				21
1.115.	Число Воббе выше				30
1.116.	Число Воббе выше				30
1.117.	Число Воббе выше				21
1.118.	Число Воббе выше				30
1.119.	Число Воббе выше				30
1.120.	Число Воббе выше				21
1.121.	Число Воббе выше				30
1.122.	Число Воббе выше				30
1.123.	Число Воббе выше				21
1.124.	Число Воббе выше				30
1.125.	Число Воббе выше				30
1.126.	Число Воббе выше				21
1.127.	Число Воббе выше				30
1.128.	Число Воббе выше				30
1.129.	Число Воббе выше				21
1.130.	Число Воббе выше				30
1.131.	Число Воббе выше				30
1.132.	Число Воббе выше				21
1.133.	Число Воббе выше				30
1.134.	Число Воббе выше				30
1.135.	Число Воббе выше				21
1.136.	Число Воббе выше				30
1.137.	Число Воббе выше				30
1.138.	Число Воббе выше				21
1.139.	Число Воббе выше				30
1.140.	Число Воббе выше				30
1.141.	Число Воббе выше				21
1.142.	Число Воббе выше				30
1.143.	Число Воббе выше				30
1.144.	Число Воббе выше				21
1.145.	Число Воббе выше				30
1.146.	Число Воббе выше				30
1.147.	Число Воббе выше				21
1.148.	Число Воббе выше				30
1.149.	Число Воббе выше				30
1.150.	Число Воббе выше				21
1.151.	Число Воббе выше				30
1.152.	Число Воббе выше				30
1.153.	Число Воббе выше				21
1.154.	Число Воббе выше				30
1.155.	Число Воббе выше				30
1.156.	Число Воббе выше				21
1.157.	Число Воббе выше				30
1.158.	Число Воббе выше				30
1.159.	Число Воббе выше				21
1.160.	Число Воббе выше				30
1.161.	Число Воббе выше				30
1.162.	Число Воббе выше				21
1.163.	Число Воббе выше				30
1.164.	Число Воббе выше				30
1.165.	Число Воббе выше				21
1.166.	Число Воббе выше				30
1.167.	Число Воббе выше				30
1.168.	Число Воббе выше				21
1.169.	Число Воббе выше				30
1.170.	Число Воббе выше				30
1.171.	Число Воббе выше				21
1.172.	Число Воббе выше				30
1.173.	Число Воббе выше				30
1.174.	Число Воббе выше				21
1.175.	Число Воббе выше				30
1.176.	Число Воббе выше				30
1.177.	Число Воббе выше				21
1.178.	Число Воббе выше				30
1.179.	Число Воббе выше				30
1.180.	Число Воббе выше				21
1.181.	Число Воббе выше				30
1.182.	Число Воббе выше				30
1.183.	Число Воббе выше				21
1.184.	Число Воббе выше				30
1.185.	Число Воббе выше				30
1.186.	Число Воббе выше				21
1.187.	Число Воббе выше				30
1.188.	Число Воббе выше				30
1.189.	Число Воббе выше				21
1.190.	Число Воббе выше				30
1.191.	Число Воббе выше				30
1.192.	Число Воббе выше				21
1.193.	Число Воббе выше				30
1.194.	Число Воббе выше				30
1.195.	Число Воббе выше				21
1.196.	Число Воббе выше				30
1.197.	Число Воббе выше				30
1.198.	Число Воббе выше				21
1.199.	Число Воббе выше				30
1.200.	Число Воббе выше				30
1.201.	Число Воббе выше				21
1.202.	Число Воббе выше				30
1.203.	Число Воббе выше				30
1.204.	Число Воббе выше				21
1.205.	Число Воббе выше				30
1.206.	Число Воббе выше				30
1.207.	Число Воббе выше				21
1.208.	Число Воббе выше				30
1.209.	Число Воббе выше				30
1.210.	Число Воббе выше				21
1.211.	Число Воббе выше				30
1.212.	Число Воббе выше				30
1.213.	Число Воббе выше				21
1.214.	Число Воббе выше				30
1.215.	Число Воббе выше				30
1.216.	Число Воббе выше				21
1.217.	Число Воббе выше				30
1.218.	Число Воббе выше				30
1.219.	Число Воббе выше				21
1.220.	Число Воббе выше				30
1.221.	Число Воббе выше				30
1.222.	Число Воббе выше				21
1.223.	Число Воббе выше				30
1.224.	Число Воббе выше				30
1.225.	Число Воббе выше				21
1.226.	Число Воббе выше				30
1.227.	Число Воббе выше				30
1.228.	Число Воббе выше				21
1.229.	Число Воббе выше				30
1.230.	Число Воббе выше				30
1.231.	Число Воббе выше				21
1.232.	Число Воббе выше				30
1.233.	Число Воббе выше				30
1.234.	Число Воббе выше				21
1.235.	Число Воббе выше				30
1.236.	Число Воббе выше				30
1.237.	Число Воббе выше				21
1.238.	Число Воббе выше				30
1.239.	Число Воббе выше				30
1.240.	Число Воббе выше				21
1.241.	Число Воббе выше				30
1.242.	Число Воббе выше				30
1.243.	Число Воббе выше				21
1.244.	Число Воббе выше				30
1.245.	Число Воббе выше				30
1.246.	Число Воббе выше				21
1.247.	Число Воббе выше				30
1.248.	Число Воббе выше				30
1.249.	Число Воббе выше				21
1.250.	Число Воббе выше				30
1.251.	Число Воббе выше				30
1.252.	Число Воббе выше				21
1.253.	Число Воббе выше				30
1.254.	Число Воббе выше				

Область применения ГОСТ 31369-2021

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СОВЕТ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И СЕРТИФИКАЦИИ
(МГС)
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 стандартации
2021

П р и м е ч а н и е — 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), °C	«легкий газ» ($X_{CH_4} \approx 98,5\%$)		«средний газ» ($X_{CH_4} \approx 95\%$)		«тяжелый газ» ($X_{CH_4} \approx 88\%$)	
	β , мг/м ³	X_{H_2O} , %	β , мг/м ³	X_{H_2O} , %	β , мг/м ³	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

Оценка вклада водяных паров в вычисление значений ФХП

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

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 точках измерений, проводимого по аттестованным методикам измерений молярной доли компонентов. При расширенном анализе должны быть определены соотношения ультралодорожных компонентов с членами атомных групп С, Н, О, а также доли бензина и смесей компонентов газов (бензина, гелия, диоксида углерода и водорода), соросодержащих компонентов (сероводород, меркаптаны С₁—С₄, сероводород углерода) и водяных паров. При этом нижняя граница измерений молярной доли компонентов должна составлять для ультралодорожных газов, 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) компоненты, допущение не учитывать при рутинных измерениях для вычисления ФХП компоненты, молярные доли которых не превышают значения 0,005 %, ввиду незначимого 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 хроматографически неразделенных пиков, например кислород+аргон+азот или компоненты тяжелее пентана в виде пеядвдомонента С₆.

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 (Н₂₉₈) МДж/м³;

- нижняя объемная теплота сгорания (Н₂₉₈) МДж/м³;

- относительная плотность;

- абсолютная плотность D, кг/м³;

- высшее число Воббе W₂₉₈ МДж/м³;

- нижнее число Воббе W₂₉₈ МДж/м³.

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

При получении значения модуля Y' не более норматива для всех ФХП исключение компонента(ов) из числа определяемых по полному компонентному составу газа допускается. При получении значения модуля Y' более норматива, это же должно быть одновременно использовано исключение из числа определенных компонентов гелия, водорода и водяных паров для двух образцов природного газа, состав которых приведен в таблице Д.1. Пример приведен для метода определения «метан по разности».

Таблица ДА.1 — Паспортные данные о полном компонентном составе образцов ГР

Компонент	Образец № 1		Образец № 2	
	x, мол. доли, %	U(x), мол. доли, %	x, мол. доли, %	U(x), мол. доли, %
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

Приложение ДА ГОСТ 31369-2021
Оценка вклада водяных паров в вычисление значений ФХП

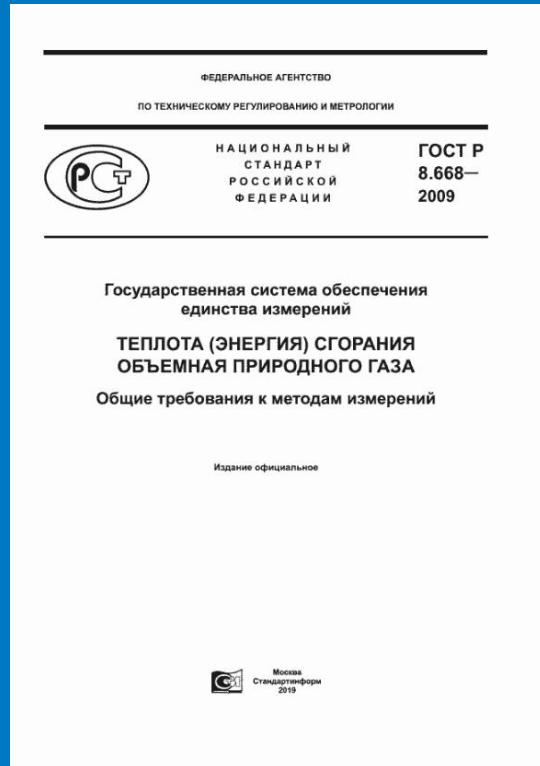
Показатель	Значение Y* (без учета воды)	X _{H2O} = 50 ppm				X _{H2O} = 100 ppm				X _{H2O} = 200 ppm			
		Значение Y (с учетом воды)	U(Y)	ΔY	ψ, %	Значение Y (с учетом воды)	U(Y)	ΔY	ψ, %	Значение Y (с учетом воды)	U(Y)	ΔY	ψ, %
<i>«легкий» газ</i>													
Относительная плотность	0,56430	0,56430	0,00026	0	0	0,56430	0,00026	0	0	0,56431	0,00026	-0,00001	3,8
Низшая объемная теплота сгорания, МДж/м ³	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/м ³	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
<i>«средний» газ</i>													
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/м ³	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/м ³	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
<i>«тяжелый» газ</i>													
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/м ³	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/м ³	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

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

ВЫВОДЫ

- 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.**
- Знание компонентного состава природного газа в большинстве случаев является первичной и необходимой информацией при вычислении влагосодержания газа или при пересчете T_{TP_B} на другое давление по ГОСТ 34807-2021 на основе результатов инструментального измерения T_{TP_B} конденсационным методом.**
- Целесообразно развивать приборную базу, обеспечивающую определение содержания водяных паров в природном газе сорбционными методами по ГОСТ 35033-2023.**
- Предлагаем включить в перспективный план работ ТК 052 разработку стандарта «Газ природный. Определение содержания водяных паров ИК-спектральным методом».**

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ !



ГОСТ Р 8.668

ГОСТ Р 8.668-2009

рованная смесь, то рекомендуется использовать наименование этого стандарта с указанием выше годом утверждения (примечания). Если после утверждения настоящего стандарта в нем внесен стандарт, на который дана датированная ссылка, то в дальнейшем, в соответствии с положениями, на которых дана ссылка, то это положение рекомендуется применять, без учета данного изменения. Если снятый 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 применяны следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 **природный газ**: Газовая смесь, состоящая из следующих компонентов: предельных углеводородов (C_3H_{8n+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—96, 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 влагосодержание 0,00020 соответствует абсолютной влажности 0,150 mg/m^3 или точке росы минус 36,4 °С при температуре 20 °С.

3 Благодарение природного газа, подаваемого в магистральные газопроводы, транспортируемого по нему и поставляемого потребителям, ограничиваются требованиями соответствующих нормативных документов, действующих в стране, или условиям контракта.

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

П р и м е ч а н и е — При применении ГОСТ 31369 методы вычисления значений параметров горячих газов основаны на результате определения компонентного состава методом газовой хроматографии, позволяющим измерять содержание всех ванных компонентов, за исключением воды, поэтому вычисленное значение параметров газа относится к сухому газу. При значении молярной доли паров воды, превышающем 0,00020, в遵循енных значениях 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, склоняясь к изобарическим, достигают состояния насыщения над водой.

3.1.6

высшая теплота сгорания: Количество теплоты, которое может выделяться при полном сгорании в воздухе определенного количества газа таким образом, что давление p_1 , при котором протекает реакция, остается постоянным, а все продукты горения 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

нижняя теплота сгорания: Количество теплоты, которое может выделяться при полном сгорании в воздухе определенного количества газа таким образом, что давление p_1 , при котором протекает реакция, остается постоянным, а все продукты горения принимают ту же температуру t_1 , что и температура реагентов. При этом все продукты находятся в газообразном состоянии.

[ГОСТ 31369—2008, статья 2.2]

2

ГОСТ Р 8.668-2009

10.3 Нижнюю ОТС, соответствующую измеренному значению выше ОТС, полученному КМ с применением газовых калориметров (измерения при постоянном давлении), \bar{H}_g вычисляют по формуле

$$\bar{H}_g([t_1, p_1], V[t_2, p_2]) = k \bar{H}_g([t_1, p_1], V[t_2, p_2]), \quad (1)$$

где k — коэффициент, который может быть точно рассчитан, если известен состав сжиженного газа, или который может быть рассчитан по одному из экспериментальных зависимостей:

$$k = 0,89377 + 0,01126p, \quad (2)$$

где p — плотность сжиженного газа, kg/m^3 , или

$$k = 0,89096 + 0,00030 H_k([t_1, p_1], V[t_2, p_2]), \quad (3)$$

где $H_k([t_1, p_1], V[t_2, p_2])$ — значение высокой ОТС, MJ/m^3 , измеренное с применением газового калориметра.

V — объем сжиженного газа, m^3 ;

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 нижней 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 ГГ 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 (раздел 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 в объему сухого ГГ при температуре 20 °С и давлении 101,325 кПа.

11.3 Если ГГ влажный, то при применении расчетного метода вносят поправку в результат измерений ОТС на наличие паров воды. При применении калориметрического метода, реализуемого с использованием калориметра с бомбой, поправка в результат измерений ОТС на наличие паров воды в ГГ отражается в результатах измерений. Для метода сжигания ГГ в калориметрической бомбе учет влажности газа и применение его к рабочему состоянию выполняют в соответствии с ГОСТ 10062.

