
ЕВРАЗИЙСКИЙ СОВЕТ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И СЕРТИФИКАЦИИ
(ЕАСС)
EURO-ASIAN COUNCIL FOR STANDARDIZATION, METROLOGY AND CERTIFICATION
(EASC)



**МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ
СТАНДАРТ**

**ГОСТ
14920—
202__**
Проект RU

**ГАЗЫ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ
И ГАЗОПЕРЕРАБОТКИ**

**Определение компонентного состава
методом газовой хроматографии**

Настоящий проект стандарта не подлежит применению до его принятия

Москва
Стандартинформ
202_

Предисловие

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

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Непубличным Акционерным обществом «Волжский научно – исследовательский институт углеводородного сырья» (АО «ВНИИУС»)

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

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

За принятие стандарта проголосовали:

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

4 ВЗАМЕН ГОСТ 14920—79.

Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от «__» _____ 202_ г. №_____ межгосударственный стандарт ГОСТ 14920-202_ введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с «__» _____ 202_ г.

Информация о введении в действие (прекращении действия) настоящего стандарта и изменений к нему на территории указанных выше государств публикуется в указателях национальных стандартов, издаваемых в этих государствах, а также в сети Интернет на сайтах соответствующих национальных органов по стандартизации.

В случае пересмотра, изменения или отмены настоящего стандарта соответствующая информация будет опубликована на официальном интернет-сайте Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации в каталоге «Межгосударственные стандарты».

© Стандартиформ, 202_

В Российской Федерации настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведён, тиражирован и распространён в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии.

Введение

Настоящий стандарт разработан на основе аттестованной методики измерения «Газы нефтепереработки и газопереработки (газ сухой). Определение компонентного состава методом газовой хроматографии».

Свидетельство об аттестации № 01.00257-2013/9106-21 от 22 июля 2021 года, методика внесена в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений Российской Федерации (регистрационный номер ФР.1.31.2021.40764).

Содержание

1	Область применения	1
2	Нормативные ссылки	1
3	Показатели точности измерений	3
4	Термины, определения, обозначения и сокращения	6
5	Требования к средствам измерений, вспомогательным устройствам, материалам и реактивам	7
6	Метод измерений	12
7	Требования к обеспечению безопасности выполняемых работ и охраны окружающей среды	13
8	Требования к квалификации исполнителей	15
9	Требования к условиям выполнения измерений	15
10	Отбор и хранение проб	18
11	Подготовка к проведению измерений	20
12	Проведение измерений	25
13	Обработка результатов	26
14	Оформление результатов	34
15	Контроль точности результатов измерения	36
	Приложение А (рекомендуемое) Требования к метрологическим характеристикам стандартных образцов - имитаторов состава газов нефтегазопереработки	38
	Приложение Б (обязательное) Типовые хроматограммы компонентов газов нефтегазопереработки	40
	Приложение В (рекомендуемое) Подготовка насадочных колонок	45
	Приложение Г (обязательное). Определение относительных поправочных коэффициентов	49
	Приложение Д Пересчёт объёмной доли компонента в массовую и мольную долю	51
	Приложение Е (справочное). Пересчёт концентраций	53
	Библиография	55

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

ГАЗЫ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ И ГАЗОПЕРЕРАБОТКИ

Определение компонентного состава методом газовой хроматографии

Gases of petroleum refining and gas processing
Determination of the component composition by gas chromatography.

Дата введения — 202_ — ... —

1 Область применения

Настоящий стандарт распространяется на газы нефтепереработки и газопереработки не содержащие жидкие углеводороды, образующиеся при термических, каталитических процессах переработки нефтяного и газового сырья, состав которых зависит от схемы переработки нефти и газа на данном предприятии, используемые в качестве сырья и топлива промышленного и коммунально-бытового потребления.

Настоящий стандарт устанавливает методику измерений компонентного состава газообразной смеси, состоящей из парафиновых и олефиновых углеводородов C₁-C_{6+выше}, а также неуглеводородных компонентов (водород, азот, кислород, оксид углерода, диоксид углерода, сероводород), элементарной серы индивидуальных серосодержащих соединений (меркаптанов C₁-C₄) и меркаптановой серы, в единицах массовой или объёмной доли в диапазонах, указанных в таблицах 1, 2 и 2.1.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие межгосударственные стандарты:

ГОСТ 12.1.004 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования

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

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

ГОСТ 12.1.009 Система стандартов безопасности труда.
Электробезопасность. Требования и определения

ГОСТ 12.4.011 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты
работающих

ГОСТ 12.4.021 Система стандартов безопасности труда. Системы
вентиляционные. Общие требования

ГОСТ 12.4.103 Система стандартов безопасности труда. Одежда
специальная защитная, средства индивидуальной защиты ног и рук.
Классификация

ГОСТ 12.4.253 (EN 166:2002) Система стандартов безопасности труда.
Средства индивидуальной защиты глаз. Общие технические требования

ГОСТ 1770 Посуда мерная лабораторная стеклянная. Цилиндры, мензурки,
колбы, пробирки. Общие технические условия

ГОСТ 701 Кислота азотная концентрированная. Технические условия

ГОСТ 2768 Ацетон технический. Технические условия

ГОСТ 3022 Водород технический. Технические условия

ГОСТ 3118 Реактивы. Кислота соляная. Технические условия

ГОСТ 3164 Масло вазелиновое медицинское. Технические условия

ГОСТ 4461 Реактивы. Кислота азотная. Технические условия

ГОСТ 6613 Сетки проволочные тканые с квадратными ячейками.

Технические условия

ГОСТ 6709 Вода дистиллированная. Технические условия ¹⁾

ГОСТ 8136 Оксид алюминия активный. Технические условия

ГОСТ 9147 Посуда и оборудование лабораторные фарфоровые.

Технические условия

ГОСТ 9293 Азот газообразный и жидкий. Технические условия

ГОСТ 10146 Ткани фильтровальные из стеклянных крученых комплексных
нитей. Технические условия

ГОСТ 10157 Аргон газообразный и жидкий. Технические условия

ГОСТ 13861 (ИСО 2503) Редукторы для газопламенной обработки. Общие
технические условия

¹⁾ В Российской Федерации действует ГОСТ Р 58144 – 2018 «Вода дистиллированная. Технические условия»

ГОСТ 14921 Газы углеводородные сжиженные. Методы отбора проб

ГОСТ 17433 Промышленная чистота. Сжатый воздух. Классы загрязнённости

ГОСТ 17567 Хроматография газовая. Термины и определения

ГОСТ 24104 Весы лабораторные. Общие технические требования ¹⁾

ГОСТ 24363 Реактивы. Калия гидроокись. Технические условия

ГОСТ 25336 Посуда и оборудование лабораторные стеклянные. Типы, основные параметры и размеры

ГОСТ 26703 Хроматографы аналитические газовые. Общие технические требования и методы испытаний

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

ГОСТ 31370 (ИСО 10715) Газ природный. Руководство по отбору проб

ГОСТ OIML R 76-1 Государственная система обеспечения единства измерений. Весы неавтоматического действия. Часть 1. Метрологические и технические требования. Испытания (с Поправкой)

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и классификаторов на официальном интернет-сайте Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации (www.easc.by) или по указателям национальных стандартов, издаваемых в государствах, указанных в предисловии, или на официальных сайтах соответствующих органов по стандартизации. Если на документ дана недатированная ссылка, то следует использовать документ, действующий на текущий момент, с учетом всех внесенных в него изменений. Если заменен ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, то следует использовать указанную версию этого документа. Если после принятия настоящего стандарта в ссылочный документ, на который датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение применяется без учета данного изменения. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Показатели точности измерений

3.1 Настоящий стандарт обеспечивает получение результатов измерений в

¹⁾ В Российской Федерации действует ГОСТ Р 53228 «Весы неавтоматического действия. Часть 1. Метрологические требования. Испытания»

диапазонах измерений со значениями расширенной неопределённости измерений массовой $U(\bar{w}_i)$ или объёмной $U(\bar{v}_i)$ доли компонентов (метод А) при коэффициенте охвата $K = 2$, приведенных в таблице 1.

3.2 Настоящий стандарт обеспечивает получение результатов измерений в диапазонах измерений со значениями расширенной неопределённости измерений массовой $U(\bar{w}_{si})$ или объёмной $U(\bar{v}_{si})$ доли элементной серы серосодержащих соединений, меркаптановой серы (метод Б) при коэффициенте охвата $K = 2$, приведенных в таблицах 2 и 2.1.

Таблица 1 – Диапазоны измерений и значения расширенной неопределённости, метод А.

Компоненты	Диапазоны измерений массовой (объёмной) доли \bar{w}_i (\bar{v}_i), %	Расширенная неопределённость, % (при коэффициенте охвата $k = 2$)*	
		$U(\bar{w}_i)$	$U(\bar{v}_i)$
Водород	От 0,01 до 1,00 включ.	$0,2350 \bar{w}_i + 0,0007$	$0,2350 \bar{v}_i + 0,0007$
	Св. 1,00 до 50,00 включ.	$0,1138 \bar{w}_i + 0,1222$	$0,1138 \bar{v}_i + 0,1222$
	Св.50,00 до 99,98 включ.	$0,0086 \bar{w}_i + 5,3836$	$0,0086 \bar{v}_i + 5,3836$
Метан	От 0,01 до 1,00 включ.	$0,2988 \bar{w}_i + 0,0003$	$0,2988 \bar{v}_i + 0,0003$
	Св. 1,00 до 50,00 включ.	$0,1079 \bar{w}_i + 0,1915$	$0,1079 \bar{v}_i + 0,1915$
	Св.50,00 до 99,98 включ.	$0,0320 \bar{w}_i + 3,9871$	$0,0320 \bar{v}_i + 3,9871$
Этан, этилен	От 0,01 до 1,00 включ.	$0,2736 \bar{w}_i + 0,0004$	$0,2736 \bar{v}_i + 0,0004$
	Св. 1,00 до 50,00 включ.	$0,0796 \bar{w}_i + 0,1943$	$0,0796 \bar{v}_i + 0,1943$
	Св.50,00 до 99,98 включ.	$0,0486 \bar{w}_i + 1,7464$	$0,0486 \bar{v}_i + 1,7464$
Пропан, пропилен, пропадиен	От 0,01 до 1,00 включ.	$0,2343 \bar{w}_i + 0,0009$	$0,2343 \bar{v}_i + 0,0009$
	Св. 1,00 до 50,00 включ.	$0,0791 \bar{w}_i + 0,1554$	$0,0791 \bar{v}_i + 0,1554$
	Св.50,00 до 99,98 включ.	$0,0477 \bar{w}_i + 1,7245$	$0,0477 \bar{v}_i + 1,7245$
Бутаны, бутилены	От 0,01 до 1,00 включ.	$0,2436 \bar{w}_i + 0,0008$	$0,2436 \bar{v}_i + 0,0008$
	Св. 1,00 до 50,00 включ.	$0,0888 \bar{w}_i + 0,1554$	$0,0888 \bar{v}_i + 0,1554$
	Св.50,00 до 99,98 включ.	$0,0363 \bar{w}_i + 2,7831$	$0,0363 \bar{v}_i + 2,7831$
Пентаны, пентены	От 0,01 до 1,00 включ.	$0,2518 \bar{w}_i + 0,0006$	$0,2518 \bar{v}_i + 0,0006$
	Св.1,00 до 15,00 включ.	$0,1898 \bar{w}_i + 0,0622$	$0,1898 \bar{v}_i + 0,0622$
Гексаны (суммарно)	От 0,01 до 1,00 включ.	$0,2782 \bar{w}_i + 0,0014$	$0,2782 \bar{v}_i + 0,0014$
	Св.1,00 до 10,00 включ.	$0,1556 \bar{w}_i + 0,1240$	$0,1556 \bar{v}_i + 0,1240$
Диоксид углерода	От 0,01 до 1,00 включ.	$0,3047 \bar{w}_i + 0,0009$	$0,3047 \bar{v}_i + 0,0009$
	Св. 1,00 до 50,00 включ.	$0,1344 \bar{w}_i + 0,1719$	$0,1344 \bar{v}_i + 0,1719$
	Св.50,00 до 99,98 включ.	$0,0028 \bar{w}_i + 6,7518$	$0,0028 \bar{v}_i + 6,7518$
Оксид углерода	От 0,01 до 1,00 включ.	$0,2656 \bar{w}_i + 0,0004$	$0,2656 \bar{v}_i + 0,0004$
	Св. 1,00 до 50,00 включ.	$0,1260 \bar{w}_i + 0,1400$	$0,1260 \bar{v}_i + 0,1400$
Сероводород	От 0,01 до 1,00 включ.	$0,3256 \bar{w}_i + 0,0009$	$0,3256 \bar{v}_i + 0,0009$
	Св. 1,00 до 50,00 включ.	$0,1443 \bar{w}_i + 0,1826$	$0,1443 \bar{v}_i + 0,1826$
	Св.50,00 до 99,98 включ.	$0,0005 \bar{w}_i + 7,3702$	$0,0005 \bar{v}_i + 7,3702$
Кислород	От 0,01 до 1,00 включ.	$0,3101 \bar{w}_i + 0,0009$	$0,3101 \bar{v}_i + 0,0009$
	Св. 1,00 до 15,00 включ.	$0,1582 \bar{w}_i + 0,1526$	$0,1582 \bar{v}_i + 0,1526$
Азот	От 0,01 до 1,00 включ.	$0,2609 \bar{w}_i + 0,0009$	$0,2609 \bar{v}_i + 0,0009$
	Св. 1,00 до 50,00 включ.	$0,0904 \bar{w}_i + 0,1711$	$0,0904 \bar{v}_i + 0,1711$
	Св.50,00 до 99,98 включ.	$0,0302 \bar{w}_i + 3,1837$	$0,0302 \bar{v}_i + 3,1837$
Гелий	От 0,01 до 0,10 включ.	$0,3605 \bar{w}_i + 0,0006$	$0,3605 \bar{v}_i + 0,0006$

*Соответствует доверительным границам абсолютной погрешности при доверительной вероятности $P = 0,95$.

Таблица 2 – Диапазоны измерений и значения расширенной неопределённости, метод Б.

Компоненты	Диапазоны измерений массовой (объёмной) доли \bar{w}_{si} (\bar{v}_{si}), %	Расширенная неопределённость, % (при коэффициенте охвата $k = 2$)*	
		$U(\bar{w}_{si})$	$U(\bar{v}_{si})$
Элементная сера сероводорода	От 0,0002 до 0,0020 включ. Св. 0,0020 до 0,0200 включ. Св. 0,0200 до 0,0500 включ.	$0,3995 \bar{w}_{si}$ $0,3421 \bar{w}_{si} + 0,0002$ $0,2333 \bar{w}_{si} + 0,0023$	$0,3995 \bar{v}_{si}$ $0,3421 \bar{v}_{si} + 0,0002$ $0,2333 \bar{v}_{si} + 0,0023$
Элементная сера метилмеркаптана	От 0,0002 до 0,0020 включ. Св. 0,0020 до 0,0200 включ. Св. 0,0200 до 0,0500 включ.	$0,3497 \bar{w}_{si}$ $0,2860 \bar{w}_{si} + 0,0002$ $0,2706 \bar{w}_{si} + 0,0005$	$0,3497 \bar{v}_{si}$ $0,2860 \bar{v}_{si} + 0,0002$ $0,2706 \bar{v}_{si} + 0,0005$
Элементная сера этилмеркаптана	От 0,0002 до 0,0020 включ. Св. 0,0020 до 0,0200 включ. Св. 0,0200 до 0,0500 включ.	$0,3 \bar{w}_{si}$ $0,2558 \bar{w}_{si} + 0,0001$ $0,2245 \bar{w}_{si} + 0,0008$	$0,3 \bar{v}_{si}$ $0,2558 \bar{v}_{si} + 0,0001$ $0,2245 \bar{v}_{si} + 0,0008$
Элементная сера изо- пропилмеркаптана	От 0,0002 до 0,0020 включ. Св. 0,0020 до 0,0200 включ. Св. 0,0200 до 0,0500 включ.	$0,2743 \bar{w}_{si} + 0,0001$ $0,2167 \bar{w}_{si} + 0,0002$ $0,1997 \bar{w}_{si} + 0,0005$	$0,2743 \bar{v}_{si} + 0,0001$ $0,2167 \bar{v}_{si} + 0,0002$ $0,1997 \bar{v}_{si} + 0,0005$
Элементная сера трет- бутилмеркаптана	От 0,0002 до 0,0020 включ. Св. 0,0020 до 0,0200 включ. Св. 0,0200 до 0,0500 включ.	$0,2914 \bar{w}_{si}$ $0,2233 \bar{w}_{si} + 0,0002$ $0,2148 \bar{w}_{si} + 0,0004$	$0,2914 \bar{v}_{si}$ $0,2233 \bar{v}_{si} + 0,0002$ $0,2148 \bar{v}_{si} + 0,0004$
Элементная сера н-пропилмеркаптана	От 0,0002 до 0,0020 включ. Св. 0,0020 до 0,0200 включ. Св. 0,0200 до 0,0500 включ.	$0,2751 \bar{w}_{si} + 0,0001$ $0,2416 \bar{w}_{si} + 0,0001$ $0,1997 \bar{w}_{si} + 0,0010$	$0,2751 \bar{v}_{si} + 0,0001$ $0,2416 \bar{v}_{si} + 0,0001$ $0,1997 \bar{v}_{si} + 0,0010$
Элементная сера втор- бутилмеркаптана	От 0,0002 до 0,0020 включ. Св. 0,0020 до 0,0200 включ. Св. 0,0200 до 0,0500 включ.	$0,3086 \bar{w}_{si}$ $0,2467 \bar{w}_{si} + 0,0002$ $0,2048 \bar{w}_{si} + 0,0010$	$0,3086 \bar{v}_{si}$ $0,2467 \bar{v}_{si} + 0,0002$ $0,2048 \bar{v}_{si} + 0,0010$
Элементная сера изо-бутилмеркаптана	От 0,0002 до 0,0020 включ. Св. 0,0020 до 0,0200 включ. Св. 0,0200 до 0,0500 включ.	$0,3 \bar{w}_{si}$ $0,2641 \bar{w}_{si} + 0,0001$ $0,18 \bar{w}_{si} + 0,0018$	$0,3 \bar{v}_{si}$ $0,2641 \bar{v}_{si} + 0,0001$ $0,18 \bar{v}_{si} + 0,0018$
Элементная сера н-бутилмеркаптана	От 0,0002 до 0,0020 включ. Св. 0,0020 до 0,0200 включ. Св. 0,0200 до 0,0500 включ.	$0,3171 \bar{w}_{si}$ $0,2541 \bar{w}_{si} + 0,0002$ $0,2095 \bar{w}_{si} + 0,0011$	$0,3171 \bar{v}_{si}$ $0,2541 \bar{v}_{si} + 0,0002$ $0,2095 \bar{v}_{si} + 0,0011$
*Соответствует доверительным границам абсолютной погрешности при доверительной вероятности $P = 0,95$.			

Таблица 2.1 – Диапазоны измерений и значения расширенной неопределённости меркаптановой серы, метод Б.

Компоненты	Диапазоны измерений массовой (объёмной) доли \bar{w}_{sRSH} (\bar{v}_{sRSH}), %	Расширенная неопределённость, % (при коэффициенте охвата $k = 2$)*	
		$U(\bar{w}_{sRSH})$	$U(\bar{v}_{sRSH})$
Меркаптановая сера (алкантиолы RSH^{**})	От 0,0002 до 0,4000 включ.	$0,1223 \bar{w}_{sRSH} + 0,0001$	$0,1223 \bar{v}_{sRSH} + 0,0001$
*Соответствует доверительным границам абсолютной погрешности при доверительной вероятности $P = 0,95$; **В алкантиолах R — алкильный радикал (CH_3 —÷ C_4H_9 —).			

4 Термины, определения, обозначения и сокращения

В настоящем стандарте применены термины с соответствующими определениями:

4.1 газ нефтепереработки и газопереработки (далее – газ нефтегазопереработки): Газообразная смесь, состоящая из углеводородов C₁-C₅, с незначительным количеством тяжелых углеводородов, а также из неуглеводородных компонентов (водорода, азота, кислорода, оксида углерода диоксида углерода, сероводорода и индивидуальных серосодержащих соединений).

4.2 методика (выполнения) измерений: Установленная логическая последовательность операций и правил при измерении, выполнение которых обеспечивает получение результатов измерений в соответствии с принятым методом измерений.

4.3 В настоящем стандарте использованы следующие символы и сокращения:

СО – стандартные образцы (ГСО), предназначенные для градуировки средств измерений, контроля точности результатов измерений, полученных по методикам (методам) измерений в процессе их применения;

ДТП – детектор по теплопроводности;

ПИД – пламенно-ионизационный детектор;

Микро – ДТП–микро детектор по теплопроводности;

ПФД – пламенно-фотометрический детектор;

ССС – серосодержащие соединения;

РПС – регулируемое пневмосопротивление;

СКО – среднее квадратическое отклонение σ_r ;

ВМ – вазелиновое масло;

\bar{w}_i – среднее арифметическое значение двух последовательных измерений массовой доли компонентов газа нефтепереработки, %;

\bar{v}_i – среднее арифметическое значение двух последовательных измерений объёмной доли компонентов газа нефтепереработки, %;

\bar{w}_{si} – среднее арифметическое значение двух последовательных измерений массовой доли элементной серы серосодержащих соединений газа нефтепереработки, %;

\bar{V}_{si} – среднее арифметическое значение двух последовательных измерений объёмной доли элементной серы серосодержащих соединений газа нефтепереработки, %;

g_{ij}^2 – массовая концентрация i -го ССС в j -м СО, мг/м³;

W_{SRSH} – массовая доля меркаптановой серы, %;

V_{SRSH} – объёмная доля меркаптановой серы, %;

нг – наногрaмм, единица измерения массы и веса, доляная по отношению к единице системы СИ килограмму (1нг =10⁻⁹ г =10⁻¹² кг).

Примечание — Остальные символы указаны в тексте стандарта.

5 Требования к средствам измерений, вспомогательным устройствам, материалам и реактивам

При выполнении измерений применяют следующие средства измерений, вспомогательные устройства, материалы и реактивы:

5.1 Основные средства измерений и вспомогательные устройства

5.1.1 Хроматограф газовый лабораторный, оснащённый:

а) независимыми аналитическими линиями с комплектом детекторов. Комплект детекторов должен быть сформирован из одного или более детекторов по теплопроводности в коррозионностойком исполнении, микро - ДТП или пламенно–ионизационного детектора (метод А), пламенно-фотометрического детектора или любого другого сероселективного детектора (метод Б);

б) колонками (насадочными, микронасадочными или капиллярными) или комбинацией колонок, изготовленными из инертного по отношению к компонентам газа нефтегазопереработки материала и обеспечивающими удовлетворительное разделение компонентов анализируемой пробы при условиях выполнения измерений.

Рекомендуемые колонки (метод А):

– для определения компонентного состава газов с предельными и непредельными углеводородами С₁-С₅, сероводородом и диоксидом углерода применяют насадочные колонки из нержавеющей стали, заполненные сорбентом диатомитовый носитель, модифицированный n -гептадеканом (n -гексадеканом), капиллярные колонки типа GS-GasPro;

- для определения углеводородного состава газов с предельными и непредельными углеводородами C₁-C₅ применяют насадочные колонки из нержавеющей стали, заполненные сорбентами оксид алюминия, модифицированный вазелиновым маслом или диатомитовый носитель, модифицированный себаконитрилом;
- для определения компонентного состава газов нефтегазопереработки с предельными углеводородами C₁-C₆, сероводородом и диоксидом углерода применяют насадочные колонки из нержавеющей стали, заполненные сорбентом Hayesep R, фракция 80/100 меш, или сорбентом Hayesep N, фракция 0,25-0,50 мм (80/100 меш);
- для определения неуглеводородных компонентов (водород, кислород, азот, окись углерода, гелий) и метана применяют насадочные колонки из нержавеющей стали, заполненные сорбентом молекулярные сита NaX, фракции 0,125 - 0,160 или 0,160 - 0,250 или 0,250 - 0,315 мм.

Допускается использование комбинации капиллярных колонок HP-PLOT Molesieve, GS-Carbon PLOT, HP-PLOT Al₂O₃ или других в сочетании с насадочными.

Рекомендуемые колонки (метод Б):

- для определения ССС применяют кварцевую капиллярную колонку с нанесенной жидкой фазой 5% фенил 95% метилполисилоксан (далее – ПФДМС). При наличии в пробе пропилена и бутиленов для определения сероводорода и метилмеркаптана выше указанную колонку применяют в сочетании с кварцевой капиллярной колонкой GS-Gas Pro на второй независимой аналитической линии с ПФД;

в) термостатом колонок, обеспечивающим программируемое регулирование скорости подъема температуры и/или поддержание заданной температуры во всём диапазоне рабочих температур;

г) программным обеспечением, выполняющим функции управления хроматографом и обработки хроматографических данных, предусматривающим автоматизированную или ручную обработку хроматограмм, позволяющим получать графическое изображение хроматограммы, идентификацию пиков, определение площади хроматографического пика, расчёт результатов анализа

методом абсолютной градуировки, внутренней нормализации, а также представлением и хранением данных;

д) электронными или механическими средствами поддержания скорости и давления потоков газа-носителя, водорода и воздуха, обеспечивающими получение стабильных характеристик удерживания определяемых компонентов;

е) дозирующими обогреваемыми устройствами автоматического или неавтоматического действия. Объем дозируемой пробы выбирают в зависимости от комплектации хроматографа и содержания компонентов в пробе газа;

ж) обогреваемым трубопроводом для подачи газовой пробы в кран-дозатор;

Примечание — При отсутствии кран-дозатора, допускается вводить пробу газа нефтегазопереработки и СО в хроматограф шприцем, при этом хроматограф должен быть оснащен насадочным или капиллярным испарителем.

з) в зависимости от цели измерений, одна из аналитических линий может быть оборудована обогреваемым краном обратной продувки колонки с переключением потока газа-носителя с прямого на обратное направление с регистрацией суммарного пика углеводородов C_{6+} выше со свойствами n-Гексана. Схемы с переключением потока могут быть использованы и на других аналитических линиях, с целью удаления из хроматографической колонки тяжелых и нежелательных компонентов.

Примечания

1 Для определения гелия и водорода применяют независимую аналитическую линию с использованием колонки с молекулярными ситами NaX и аргона в качестве газ-носителя.

2 Для увеличения срока службы колонки на входе в колонку с молекулярными ситами NaX устанавливают фильтр для улавливания двуокиси углерода и сероводорода. Он представляет собой трубку из нержавеющей стали длиной 100-120 мм и внутренним диаметром 3-4 мм, заполненную аскаритом или натронной известью. Для исключения попадания двуокиси углерода и сероводорода в колонку с молекулярными ситами NaX, допускается использование предколонки 1 м*3 мм заполненной сорбентом Hayesep R.

3 При высокой влажности проб газа на входе в кран-дозатор устанавливают фильтр для улавливания паров воды. Он представляет собой стеклянную трубку длиной 100-120 мм и внутренним диаметром 3-4 мм, заполненную хлористым кальцием, обезвоженным. Замену фильтра следует проводить перед началом проведения измерений.

ГОСТ 14920–202_

(Проект RU, первая редакция)

4 На линии, соединяющей пробоотборник или баллон с кран-дозатором, для предохранения внутренней поверхности кран-дозатора от повреждения устанавливают фильтр для улавливания механических примесей.

– Пробоотборник металлический по ГОСТ 14921 (раздел 5). Выбор объема пробоотборника зависит от количества измеряемых показателей качества;

– пакеты для отбора проб газа, изготовленные из полимерного материала (тефлона, тедлара), объемом от 1 до 10 дм³;

– редуктор баллонный типа РДБ–2–0,6; БКО–25–2 или БКО–50–2 по ГОСТ 13861 или редуктор баллонный типа Г–20–2;

– насос вакуумный типа АВД;

– барометр-анероид с диапазоном измерений от 80 до 106 кПа (от 600 до 800 мм рт. ст.), ценой деления 0,1 кПа типа БАММ-1 и пределами допускаемой основной погрешности $\pm 0,2$ кПа, пределами допускаемой дополнительной погрешности $\pm 0,5$ кПа;

– гигрометр с диапазоном измерений относительной влажности от 20 % до 90 % и абсолютной погрешностью не более 7 %;

– средства градуировки СО утвержденного типа, обеспечивающие градуировку и проверку градуировки хроматографа в диапазоне определяемых концентраций компонентов в рабочих пробах или установленных нормативной документацией, с метрологическими характеристиками и требованиями по диапазону измерений, приведенными в приложении А (метод А). Для метода Б применяют ГСО типа 10536-2014, 10537-2014, 10538-2014 или аналогичные СО с метрологическими характеристиками, не хуже указанных выше типов ГСО;

Примечание — Компоненты, подлежащие определению, каждое предприятие устанавливает на основании имеющихся статистических данных или предварительного расширенного анализа.

– шприц газовый с фторопластовым поршнем вместимостью от 0,25 до 1 см³;

– шприц газонепроницаемый из стекла и политетрафторэтилена вместимостью от 50 до 100 см³;

– сита лабораторные с сетками по ГОСТ 6613;

– печь муфельная электрическая, обеспечивающая нагрев до температуры 1100 °С типа СНОЛ 3/11;

- шкаф сушильный любого типа, обеспечивающий нагрев до температуры 150 °С;
- колбонагреватель лабораторный обеспечивающий нагрев до температуры 100°С;
- РПС для регулировки потока газовой пробы из баллона или пробоотборника под давлением до 100 атм;
- весы лабораторные второго класса точности и ценой деления 0,001 г по ГОСТ 24104 или ГОСТ OIMLR 76-1;
- склянка Дрекселя СН-1-100 или СН-1-200 по ГОСТ 25336;
- колба круглодонная типа КГУ 2-2-100-14/23 или КГУ 3-2-100-14/23 по ГОСТ 25336;
- стакан 3 ГОСТ 9147 или стакан типа Н-1-150 ТХС по ГОСТ 25336;
- чашка фарфоровая по ГОСТ 9147;
- эксикатор 2-230 по ГОСТ 25336;
- воронка лабораторная В-36-80 ХС по ГОСТ 25336.

5.2 Реактивы и материалы

- Гелий газообразный (сжатый) с содержанием основного вещества не менее 99,995 %;
- азот особой чистоты по ГОСТ 9293;
- аргон газообразный высокой чистоты по ГОСТ 10157;
- водород марки А по ГОСТ 3022. Допускается использовать генератор водорода, обеспечивающий получение водорода по ГОСТ 3022;
- воздух сжатый класса 1 по ГОСТ 17433. Допускается использовать компрессор любого типа, обеспечивающий необходимое давление и чистоту воздуха;
- калия гидроксид по ГОСТ 24363;
- аскарит;
- натронная известь;
- кальций хлористый обезвоженный ч.;
- сорбенты для хроматографии:
 - сорбент Hayesер R, фракция 0,25-0,50 мм (80/100 меш);
 - сорбент Hayesер N, фракция 0,25-0,50 мм (80/100 меш);
 - молекулярные сита NaX 0,18-0,25 мм (60/80 меш) или 0,25-0,50 мм (80/100 меш) или цеолиты типа NaX или CaA.

– Носители для газовой хроматографии:

• оксид алюминия активный, фракция размером частиц от 0,250 до 0,315 мм или от 0,250 до 0,500 мм по ГОСТ 8136;

• кирпич диатомитовый измельченный, фракция с размером частиц от 0,16 до 0,25 мм или от 0,250 до 0,315 мм, или другой твердый диатомитовый носитель, обеспечивающий аналогичное разделение.

– Фазы жидкие для хроматографии:

• масло вазелиновое (медицинское) по ГОСТ 3164;

• *n*-гептадекан или *n*-гексадекан для хроматографии с содержанием основного вещества не менее 98%.

– Эфир диэтиловый;

– кислота азотная по ГОСТ 4461;

– кислота соляная по ГОСТ 3118;

– индикатор метиловый оранжевый, водный раствор массовой долей 0,2 %;

– стеклоткань по ГОСТ 10146.

Примечания

1 Допускается применение других средств измерений, вспомогательных устройств, материалов и реактивов, метрологические характеристики которых не хуже вышеуказанных.

2 Пригодность основных средств и вспомогательных средств измерений должна быть подтверждена действующими свидетельствами о поверке.

3 Все газовые линии, а также детали основного и вспомогательного оборудования, контактирующие с компонентами газа нефтегазопереработки, должны быть изготовлены из коррозионностойкого, инертного материала по отношению к компонентам газа.

4 Средства измерений (СИ), применяемые для определения компонентного состава газа нефтегазопереработки, должны соответствовать требованиям нормативных правовых актов законов стран-участников Соглашения¹⁾.

6 Метод измерений

Метод измерений массовой (объёмной) доли компонентов газа нефтегазопереработки основан на разделении компонентов пробы с помощью метода газовой хроматографии и последующем детектировании их ДТП (метод А), и ПФД (метод Б).

¹⁾ В Российской Федерации - Федеральному закону от 26 июня 2008г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений».

По методу А возможно также применение микро-ДТП и ПИД (при использовании капиллярных колонок). Обработку выходной хроматографической информации по методу А проводят:

- методом внутренней нормализации с применением относительных массовых или объёмных поправочных коэффициентов;
- методом нормализации с использованием абсолютных коэффициентов, полученных в результате градуировки по СО.

Обработку выходной хроматографической информации по методу Б проводят методом абсолютной градуировки.

В случае применения двух методов А и Б полученные значения на всех аналитических линиях нормируют на 100 % с учётом пересчёта значений, полученных по методу Б на компонент.

7 Требования к обеспечению безопасности выполняемых работ и охраны окружающей среды

При выполнении измерений соблюдают следующие требования:

7.1 К выполнению измерений допускаются сотрудники, изучившие требования к обеспечению мер безопасности при работе на хроматографе, изложенные в соответствующем разделе руководства по эксплуатации применяемого прибора.

Средства измерений должны применяться в соответствии с требованиями эксплуатационной документации по безопасности их применения.

7.2 При работе с газами и газовыми смесями в баллонах под давлением следует руководствоваться нормативными правовыми актами стран-участников Соглашения¹⁾.

7.3 Помещение лаборатории, в котором проводят работы с газами нефтегазопереработки, должно быть оснащено приточно-вытяжной вентиляцией, в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.021.

7.4 При выполнении измерений должны соблюдаться требования безопасности в соответствии с ниже перечисленными стандартами:

¹⁾ В Российской Федерации действуют Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» (утверждены приказом Ростехнадзора от 25 марта 2014 г. № 116).

- ГОСТ 12.4.021;
- ГОСТ 12.1.004;
- ГОСТ 12.1.018;
- ГОСТ 12.1.007.

7.5 По токсикологическим характеристикам компоненты, входящие в состав газа нефтегазопереработки, согласно ГОСТ 12.1.007 относятся к веществам II, III, IV классов опасности. Предельно допустимые концентрации (ПДК) в воздухе рабочей зоны не должны превышать санитарно гигиенические нормативы для химических веществ, установленные в ГОСТ 12.1.005 ¹⁾.

ПДК в воздухе рабочей зоны по ГОСТ 12.1.005 составляют:

- для углеводородов алифатических предельных C₁-C₁₀ (в пересчёте на углерод) – 300 мг/м³ (максимально разовая);
- для сероводорода в смеси с углеводородами C₁-C₅ – 3 мг/м³ (максимально разовая).
- для метилмеркаптана и этилмеркаптана максимальные разовые ПДК в воздухе рабочей зоны составляют 0,8 мг/м³ и 1,0 мг/м³ соответственно;
- для карбонилсульфида – 10 мг/м³.

Примечание — Содержание химических веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать санитарно гигиенические нормативы, указанные в нормативных актах стран-участников соглашения¹⁾.

7.6 Общие правила по взрыво- и пожарной безопасности, меры предупреждения и средства защиты работающих от воздействия газов нефтегазопереработки, требования к их личной гигиене, оборудованию и помещениям регламентируются системой стандартов безопасности труда, утвержденных в установленном порядке.

7.7 При выполнении измерений на хроматографах должны соблюдаться требования по электробезопасности по ГОСТ 12.2.091.

7.8 Места проведения работ должно быть оборудовано первичными средствами пожаротушения по ГОСТ 14.4.009.

7.9 При проведении работ с газами нефтегазопереработки должны выполняться общие требования охраны окружающей среды в соответствии

¹⁾ В Российской Федерации действуют СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»

с нормативными правовыми актами стран участников соглашения¹⁾.

Примечание — Работа с газами нефтегазопереработки должна соответствовать требованиям безопасности, действующими на данном предприятии.

8 Требования к квалификации исполнителей

К выполнению измерений и обработке их результатов допускаются лица, имеющие опыт работы в области газохроматографического анализа и изучившие руководство по эксплуатации применяемого хроматографа и методики измерения.

9 Требования к условиям выполнения измерений

При выполнении измерений соблюдают следующие условия:

9.1 Общие условия выполнения измерений

9.1.1 При выполнении измерений соблюдают условия, регламентированные ГОСТ 26703 и/или установленные в эксплуатационной документации на измерительное оборудование.

9.1.2 Основные и вспомогательные средства измерений применяют в соответствии с требованиями руководства по эксплуатации и безопасности их применения.

9.1.3 Диапазоны измерений применяемых вспомогательных средств измерений (термометра, барометра, гигрометра) должны соответствовать диапазонам измерений контролируемых параметров.

9.2 Условия выполнения хроматографического анализа

9.2.1 При выполнении измерений допускается использовать различные аналитические системы, обеспечивающие соблюдение требований п. 5.1.

9.2.2 Применяемая аналитическая система должна обеспечить необходимую степень разделения основных компонентов газа нефтегазопереработки.

9.2.3 В таблицах 3 и 4 приведены аналитические системы и рекомендуемые

¹⁾ В Российской Федерации действует ГОСТ Р ИСО 14001—2016 «Системы экологического менеджмента. Требования и руководство по применению».

условия проведения измерений компонентного состава газа нефтегазопереработки по методу А.

9.2.4 Применяемая аналитическая система по методу Б должна обеспечить удовлетворительную степень разделения ССС и отделение их от углеводородных компонентов.

В качестве примера в таблице 5 приведены требования к аналитической системе и рекомендуемые условия проведения измерений массовой (объёмной) доли газа нефтегазопереработки по методу Б.

Допускается выполнять измерения при других условиях с использованием других колонок. В зависимости от используемой аналитической системы условия измерений оптимизируют с целью обеспечения разделения компонентов не хуже, чем на типовых хроматограммах, приведённых в приложении Б.

Примечание — Хроматографическая колонка может входить в комплект поставки и устанавливаться непосредственно в хроматограф на предприятии-изготовителе. Замену хроматографической колонки проводят в соответствии с рекомендациями, указанными в руководстве по эксплуатации хроматографа.

Таблица 3 — Рекомендуемые условия выполнения измерений и требования к капиллярным колонкам (метод А)

Параметры	Значения параметров
а) Колонка:	GS-GasPro
материал	кварц
длина колонки, м	30
внутренний диаметр колонки, мм	0,32
сорбент, $\mu\text{м}$	$\text{MSiO}_2^{(2)}$, 15
б) Температура термостата колонок, °С:	
начальная	35 ± 10
время первой изотермы, мин	6 ± 2
скорость подъёма температуры термостата колонки, °С/мин	5 ± 2
конечная температура термостата колонок, °С	120 ± 20
в) Температура крана-дозатора (испарителя), °С	100 ± 10
г) детектор	Микро- ДТП
д) Температура детектора, °С	200 ± 20
е) Газ-носитель	гелий (азот)
ж) Деление потока	1:30
з) Давление газа в испарителе, кПа	7
и) Объём пробы	от 0,20 до 0,75 см ³
к) Время измерений, мин	30-40

Таблица 4 — Рекомендуемые условия выполнения измерений и требования к насадочным колонкам (метод А)

Параметр	Значение параметра						
	Диатомитовый носитель/ n-гептадекан	Диатомитовый носитель/ n-гексадекан	Al ₂ O ₃ /BM	Диатомитовый носитель/ Себаконитрил	Hayesep R	Hayesep N	Молекулярные сита NaX
Длина колонки, м	6			9	3	2	2-3
Внутренний диаметр колонки, мм	3			2			3
Температура термостата колонок, °С, начальная	50	35	50	30	70	60	50-70
Время первой изотермы, мин					6	5	
Скорость подъема температуры термостата колонки, °С/мин					10		
Конечная температура термостата колонок, °С					210	160	
Температура кранодозатора (испарителя), °С	120			70	120		
Температура термостата детектора (ДТП, микро-ДТП или ПИД), °С	220						
Газ-носитель: - ДТП - микро-ДТП - ПИД	Гелий Гелий Гелий, азот						Гелий, Аргон.
Расход газа-носителя, см ³ /мин	20—40						
Объем пробы, см ³ (мл): - ДТП - ПИД	0,25—1,00 0,10—0,30						
Расход газа – носителя, водорода, воздуха	Задают в соответствии с рекомендациями руководства по эксплуатации хроматографа						
Продолжительность измерений, мин	35-45						

Таблица 5 — Рекомендуемые условия выполнения измерений и требования к капиллярным колонкам (метод Б)

Параметры	Значения параметров	
а) Колонка:	CP-SIL8CP	GS-GasPro
1) материал	кварц	
2) длина колонки, м	50	30
3) внутренний диаметр колонки, мм	0,53	0,32
4) неподвижная фаза, толщина плёнки, μm	ПФДМС*, 5	–
5) сорбент, μm	–	MSiO ₂ **, 15
б) Температура термостата колонок, °С:		
1) начальная	40	
2) время первой изотермы, мин	5	
3) первая скорость подъема температуры термостата колонки, °С/мин	10	
4) температура второй изотермы, °С	150	
5) время второй изотермы, мин	1	

Окончание таблицы 5

Параметры	Значения параметров
б) вторая скорость подъема температуры термостата колонки, °С/мин	15
7) конечная температура, °С	180
в) Температура крана-дозатора (испарителя), °С	60-100
г) Температура детектора, °С	180
д) Газ-носитель	гелий (азот)
е) Расход газа - носителя, водорода, воздуха, деление потока	задают в соответствии с рекомендациями руководства по эксплуатации хроматографа
ж) Объем пробы:	от 0,20 до 0,75 см ³
з) Время измерений, мин	40
Примечание – ПФДМС* – полифенилдиметилсилоксан; MSiO ₂ ** – диоксид кремния модифицированный.	

Примечание — Указанная аналитическая система предусматривает определение, сероводорода, метилмеркаптана на колонке GS-GasPro (при наличии в пробе газа нефтегазопереработки пропилена и бутиленов), остальных ССС – на колонке CP - SIL 8CP.

10 Отбор и хранение проб

10.1 Пробы газа нефтегазопереработки отбирают и хранят в соответствии с требованиями ГОСТ 31370 или ГОСТ 14921.

10.2 Отбор проб производят в специальных пробоотборных узлах (точках отбора), обеспечивающих представительный отбор пробы газа. Температура пробоотборника должна быть выше температуры газа в точке отбора.

10.3 Пробы газа нефтегазопереработки отбирают в двухвентильные пробоотборники из нержавеющей стали или алюминия типа ПУ или ПГО по ГОСТ 14921 (п.5.1) без сливной трубки в выходном штуцере, БДП 7-1-9,8 или другие пробоотборники проточного типа с двумя вентилями, рассчитанные на давление не ниже 3,4 МПа (34 кгс/см²).

10.3.1 Пробоотборники должны быть чистыми, сухими и герметичными, рассчитанными на диапазон рабочих температур и максимальное давление как в пробоотборном узле, так и при транспортировании, хранении и исследовании пробы.

10.3.2 Непосредственно перед отбором проб линию отбора продувают от 2 до 5 мин. Пробоотборник подсоединяют к точке отбора и открывают вентили, затем закрывают вентиль на выходе и ждут, пока давление в пробоотборнике сравняется с давлением в газовой магистрали, далее закрывают вентиль на входе в пробоотборник.

10.3.3 Штуцеры пробоотборника с пробой закрывают защитными колпачками (заглушками) и транспортируют в таре с ячейками, оберегая от резких ударов.

10.4 При давлении газа в системе, близком к атмосферному, допускается отбирать пробы в вакуумированные пробоотборники, газовые пипетки в соответствии с ГОСТ 31370, или пакеты для отбора проб газа.

10.4.1 Пакеты для отбора проб должны быть чистыми, сухими и герметичными.

Для очистки пакета от следов предыдущей пробы его заполняют азотом или инертным газом и вакуумируют. Для этого пакет подсоединяют к вакуумному насосу, открывают вентиль на пакете и включают насос. По завершении процесса вакуумирования выключают насос, закрывают вентиль на пакете и отсоединяют пакет от насоса. Если в пакете ранее находилась проба, содержащая ССС, процедуру повторяют не менее трёх раз.

10.4.2 Перед проведением отбора проб на выходе пробоотборной линии устанавливают вентиль тонкой регулировки. Затем открывают вентиль на выходе пробоотборной линии и вентиль тонкой регулировки и продувают пробоотборную линию от 2 до 5 мин до полного удаления возможных загрязнений, после чего оба вентиля закрывают.

10.4.3 Герметично присоединяют пакет к пробоотборной линии через вентиль тонкой регулировки. Открывают вентиль на пакете, затем открывают вентиль на пробоотборной линии и постепенно открывают вентиль тонкой регулировки, с помощью которого регулируют скорость потока пробы.

10.4.4 После заполнения пакета пробой закрывают вентиль тонкой регулировки, вентиль на пакете, отсоединяют пакет и закрывают вентиль на пробоотборной линии.

10.5 Допускается для отбора проб газа нефтегазопереработки применять поршневые пробоотборники постоянного давления.

При использовании пробоотборников поршневого типа (постоянного давления/переменного объема) отбор пробы осуществляется в соответствии с его инструкцией по эксплуатации. Выбор вида рабочего инертного газа зависит от состава определяемого газа нефтегазопереработки и учитывается при проведении измерений.

10.6 Пробу маркируют, указывая место и время отбора.

10.7 Помещение, в котором хранят пробоотборники с пробой, оборудуют приточно-вытяжной вентиляцией.

10.8 Измерение (анализ) отобранной пробы газа нефтегазопереработки следует проводить не позднее чем через 24 ч после его отбора. Если это условие не выполняется, тогда время отбора указывают в протоколе испытания.

10.9 При отборе пробы при температурах ниже 0 °С пробоотборник или баллон с пробой перед выполнением измерений выдерживают при комнатной температуре в течение часа.

11 Подготовка к проведению измерений

11.1 Перед выполнением измерений проводят:

- а) подготовку хроматографической колонки;
- б) подготовку измерительной аппаратуры.

11.2 Подготовка хроматографической колонки

11.2.1 Подготовка насадочных колонок

Подготовку, установку и кондиционирование насадочных хроматографических колонок выполняют согласно руководству по эксплуатации хроматографа, паспорту на колонку и приложению В.

11.2.2 Подготовка капиллярных хроматографических колонок

Установку и кондиционирование капиллярных колонок выполняют согласно рекомендациям, приведенным в инструкции по работе с колонкой.

11.2.3 Регенерация хроматографической колонки

Регенерацию хроматографической колонки проводят, если при эксплуатации прибора превышен уровень шумов нулевой линии, или изменились характеристики удерживания компонентов, установленные программой сбора и обработки хроматографических данных. Регенерацию колонок проводят в условиях, аналогичных кондиционированию, или согласно инструкции по работе с колонкой.

Примечание — Допускается замена хроматографической колонки в соответствии с рекомендациями, указанными в руководстве по эксплуатации хроматографа.

11.3 Подготовка хроматографа

Подключение хроматографа к сети, проверку на герметичность и вывод на режим выполняют согласно руководству по эксплуатации хроматографа (см. п. 9).

Перед выполнением измерений рекомендуется проводить контрольное («холостое») измерение без ввода пробы, но при соблюдении условий измерений по 9.2. Данная процедура позволит получить информацию о работе оборудования и проконтролировать возможное наличие (накопление) в аналитической системе остаточных нелетучих компонентов от предыдущих проб или из газа-носителя.

11.4 Ввод пробы

С целью ограничения и регулирования потока перед выполнением измерений на баллон или пробоотборник устанавливают РПС (путем присоединения гайки РПС к вентилю) и подключают к входу кран-дозатора, а к выходу подсоединяют барботёр (склянку Дрекселя или подобную ёмкость), на треть объёма заполненный поглотительными растворами на основе гидроокиси калия с массовой долей от 2 % до 5 % (при измерении проб содержащих сероводород) или водой. Выход барботёра соединяют со сбросной линией. Устанавливают кран-дозатор в положение «отбор». Открывают вентиль баллона или пробоотборника с измеряемым образцом, устанавливают требуемый расход газа через кран-дозатор и продувают дозирующую систему. Объём градуировочного газа, чтобы избежать эффекта памяти аналитической системы или попадания воздуха, должен быть не менее 20-кратного объёма дозирующих петель и соответствующих подводящих газовых линий.

После продувки дозирующей системы вентиль баллона или пробоотборника закрывают, выравнивают давление газа в петле кран-дозатора до атмосферного (определяют по прекращению выделения пузырьков в барботёре) и переводят кран-дозатор в положение «анализ». Барботёр отсоединяют, чтобы поглотительный раствор не попал в хроматограф.

При выполнении измерений проб газа, отобранного в пластиковый пакет, присоединяют пакет с пробой к крану - дозатору и, поддавливая вводят пробу в хроматограф. Допускается отбирать пробу из пакета в стеклянный шприц большого объёма и вводить из него пробу через кран-дозатор.

Примечания

1 При вводе пробы газа шприцем к РПС, установленному на баллон или пробоотборник, подсоединяют тройник, один конец которого герметизирован накидной гайкой с мембраной из самоуплотняющейся резины, а другой подсоединён к барботёру, и проводят продувку пробоотборной системы как указано выше при использовании кран-дозатора. Газонепроницаемым шприцем отбирают определённый объём газа,

прокалывая мембрану тройника, закрывают вентиль баллона и вводят в хроматограф. После проведения измерений шприц вакуумируют или продувают инертным газом.

2 Газы деструктивных процессов нефтепереработки и газы прямой гонки содержат в своём составе значительное количество тяжелых углеводородов, которые при отборе в пробоотборники конденсируются и оседают на его поверхности в виде мелких капелек конденсата. Образовавшиеся капельки конденсата необходимо перевести в газообразное состояние. Для этого пробоотборник с пробой нагревают в термостатируемой водяной бане или сушильном шкафу до температуры около 90 °С в течении 30 - 40 мин, нагретую пробу газа вводят в хроматограф через обогреваемый трубопровод для подачи газовой пробы в кран-дозатор. При использовании шприца для ввода пробы шприц и РПС термостатируют аналогично пробе.

11.5 Определение градуировочных характеристик по методу А

При обработке хроматографической информации методом абсолютной градуировки используют СО, соответствующие таблицам приложения А.

Градуировочные характеристики хроматографа получают на основании измерения одного или более СО, объёмная доля компонентов в которых должна отличаться не менее, чем в 10 раз, при условиях, указанных в п. 9.2.

Ввод пробы СО осуществляют по п.11.4.

Для каждого СО получают не менее трёх воспроизводимых по значению последовательных определений. При обработке хроматограмм проводят расчёт градуировочных коэффициентов для каждого определения i – го компонента j -го СО по формуле

$$K_i^z = \frac{\sum_{j=1}^n V_{ij}^z \cdot A_{ij} \cdot v_{ij}^z}{\sum_{j=1}^n A_{ij}^2}, \quad (1)$$

где K_i^z – градуировочный коэффициент i -го компонента;

v_{ij}^z – объёмная доля i – го компонента j -го СО, %;

A_{ij} – площадь пика i – го компонента j -го СО, единицы площади;

V_{ij}^z – объём вводимой пробы i – го компонента j -го СО, см³;

n – число определений.

Приемлемость градуировочной зависимости проверяют по окончании построения градуировочного графика и в начале проведения измерений, измеряя

объёмную долю компонентов одного или более СО (п.13.2.2). Полученное при этом значение объёмной доли компонента не должно отличаться от аттестованного значения на величину, превышающую значение расширенной неопределённости, вычисляемой по формулам, приведённым в таблице 1. При получении результата за пределами установленной точности, градуировочный график корректируют или выясняют причины неудовлетворительных результатов.

11.6 Определение градуировочных характеристик по методу Б

При обработке хроматографической информации методом абсолютной градуировки используют СО, указанные в п.5.1.

Градуировочные характеристики хроматографа получают на основании измерения не менее двух СО на основе ССС в азоте, концентрация компонентов в которых должна отличаться не менее, чем в 10 раз, при условиях, указанных в п.9.2.

Ввод пробы СО осуществляют по п. 11.4.

Процедуру ввода равных объёмов СО повторяют до получения не менее трёх последовательных воспроизводимых по площади пиков ССС. Градуировочный график должен содержать не менее четырёх экспериментально полученных точек для различных масс каждого ССС двух и более СО.

Массу элементной серы i -го ССС во введённом объёме газового СО m_{sij}^e , нг, вычисляют по формуле

$$m_{sij}^e = g_{sij}^e \cdot V_{ij}^e, \quad (2)$$

где g_{sij}^e – массовая концентрация элементной серы i -го ССС j -го СО, мг/м³;

V_{ij}^e – объём вводимой пробы i – го компонента j -го СО, см³.

Массовую w_{sij}^e или объёмную v_{sij}^e долю элементной серы i – го ССС j -го СО, в процентах, вычисляют по формуле

$$w_{sij}^e = \frac{g_{sij}^e}{\rho_j^e} \cdot 10^{-4}, \quad (3)$$

$$v_{sij}^e = \frac{g_{sij}^e}{\rho_{ij}^e} \cdot 10^{-4}, \quad (4)$$

где ρ_j^e – плотность j -го СО, кг/м³, вычисляют по формуле Д.3 (приложение Д) или по ГОСТ 31369 при стандартных условиях;

ρ_{ij}^e – плотность i -го ССС j -го СО при стандартных условиях, кг/м³, вычисляют по формуле Д.2 (приложение Д).

Примечание — Если содержание ССС в СО дано на компонент, значения пересчитывают на элементную серу. Справочные данные для пересчёта и пересчёт массовой концентрации (массовой, объёмной доли) ССС СО в массовую концентрацию (массовую, объёмную долю) элементной серы ССС приведены в формулах Е1-Е3 (приложение Е).

По полученным данным строят градуировочную зависимость логарифма площади пика ССС A_{ij}^e от логарифма массы элементной серы ССС m_{sij}^e , введённой в хроматограф.

Примечание — При выполнении измерений необходимо следить, чтобы детектор не был перегружен большим количеством ССС, о чем может свидетельствовать появление на хроматограмме пиков неправильной формы или зашкаленных. В этом случае рекомендуют уменьшить объём вводимой пробы или использовать градуировочные образцы с меньшим содержанием ССС.

Зависимость отклика ПФД от количества вещества имеет нелинейный характер, градуировочную характеристику строят в логарифмических осях, определяя для каждого i -го компонента градуировочные коэффициенты $K1_i$ и $K0_i$.

Формула зависимости имеет вид:

$$\lg(m_{sij}^e) = K1_i \lg(A_{ij}^e) + K0_i, \quad (5)$$

Значение $K1_i$ вычисляют по формуле

$$K1_i = \frac{\sum_{j=1}^n \left[\left(\lg(A_{ij}^e) - \lg^{cp}(A_{ij}^e) \right) \cdot \lg(m_{sij}^r) \right]}{\sum_{j=1}^n \left(\lg(A_{ij}^e) - \lg^{cp}(A_{ij}^e) \right)^2}, \quad (6)$$

где $\lg^{cp}(A_{ij}^e)$ – среднее арифметическое значение логарифма площади пика i -го компонента j -го СО.

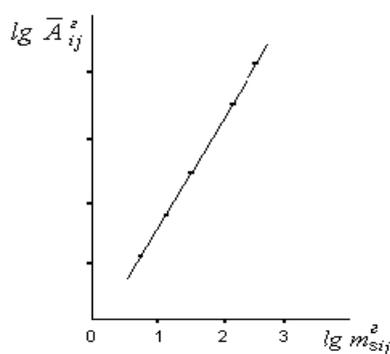
Значение $K0_i$ – вычисляют по формуле

$$K0_i = \lg^{cp}(m_{sij}^e) - K1_i \cdot \lg^{cp}(A_{ij}^e), \quad (7)$$

где $\lg^{cp}(m_{sij}^e)$ – среднее арифметическое значение логарифма массы элементной серы i – го компонента j -го СО, нг.

Приемлемость градуировочной зависимости проверяют по окончании построения градуировочного графика и в начале проведения измерений, измеряя массовую или объёмную долю элементной серы ССС в СО (п. 13.4). Полученное при этом значение массовой или объёмной доли элементной серы ССС не должно отличаться от аттестованного значения на величину, превышающую значение расширенной неопределённости, вычисляемой по формулам, приведённым в таблице 2. При получении результата за пределами установленной точности, градуировочный график корректируют или выясняют причины неудовлетворительных результатов.

Типовая графическая зависимость ССС СО приведена на рисунке 1.



$lg \bar{A}_{ij}^z$ – логарифм среднего значения площади пика i -го ССС в j -м объеме СО
 $lg m_{sij}^z$ – логарифм массы элементной серы i -го ССС в j -м объеме СО

Рисунок 1 – Графическая зависимость ССС СО

Примечание — При подтверждении стабильности рабочих характеристик хроматографа и состава пробы на предприятии может быть принято решение об изменении периодичности проверки градуировочной зависимости прибора и количества СО для методов А и Б.

12 Проведение измерений

При выполнении измерений выполняют следующие операции:

12.1 Включают хроматограф согласно прилагаемой к нему инструкции и устанавливают заданный режим выполнения измерений. После стабилизации нулевой линии на максимально чувствительной шкале прибора приступают к выполнению измерений.

12.2 Ввод пробы газа нефтегазопереработки в хроматограф проводят по п. 11.4.

Примечание — При выполнении измерений с использованием пробоотборников поршневого типа (постоянного давления/переменного объема) ввод пробы осуществляется в соответствии с его инструкцией по эксплуатации. Необходимо обратить внимание на соответствие технических характеристик кран-дозатора условиям эксплуатации пробоотборника.

13 Обработка результатов

Обработку результатов измерений выполняют следующим способом:

13.1 Определение компонентного состава в измеряемом образце газа нефтегазопереработки проводят, сравнивая хроматограмму с полученными при идентичных условиях измерений хроматограммами СО, чистых компонентов или с типовыми хроматограммами, приведёнными на рисунках Б.1 – Б.8 (приложение Б).

13.2 Количественный состав измеряемого продукта по методу А вычисляют методом внутренней нормализации, основанной на определении соотношения площадей компонентов, или абсолютной градуировки, базирующейся на предварительно установленной зависимости сигнала детектора от содержания компонента в пробе, с последующим нормированием полученных данных.

13.2.1 При обработке хроматографической информации методом внутренней нормализации с использованием относительных поправочных коэффициентов (массовых или объёмных) в качестве определяющего параметра используют приведённую площадь пика компонента, принимая сумму приведённых площадей пиков всех измеряемых компонентов на всех аналитических линиях за 100 %. Приведённую площадь пика i -го компонента находят, вводя соответствующий поправочный коэффициент, на который умножают определенное по хроматограмме значение площади пика i -го компонента.

Приведённые площади пиков компонентов на хроматограмме, полученной на колонке с цеолитом, умножают на коэффициент B , учитывающий различие условий измерений и количество введённой пробы на других используемых колонках.

Коэффициент B находят по формуле

$$B = \frac{k_{wi} A_{CH_1}}{k_{wi} A_{CH_1}^M} \quad \text{или} \quad B = \frac{k_{vi} A_{CH_1}}{k_{vi} A_{CH_1}^M}, \quad (8)$$

где A_{CH_4} – площадь пика метана, полученная на основной колонке, единицы площади;

$A_{CH_4}^M$ – площадь пика метана, полученная на колонке с молекулярными ситами;

k_{wi} – значение массового относительного поправочного коэффициента к площади пика i -го компонента;

k_{vi} – значение объёмного относительного поправочного коэффициента к площади пика i -го компонента.

Примечание — Гелий и водород определяют методом абсолютной градуировки и учитывают при нормировании по методу А.

Значение массовой w_i или объёмной v_i доли i -го компонента, %, вычисляют по формулам

$$w_i = \frac{k_{wi} A_i}{\sum k_{wi} A_i} \cdot 100, \quad (9)$$

$$v_i = \frac{k_{vi} A_i}{\sum k_{vi} A_i} \cdot 100, \quad (10)$$

где A_i – значение площади пика i -го компонента в пробе газа нефтегазопереработки, единицы площади;

$\sum k_{wi} A_i$ – сумма приведённых площадей пиков компонентов газа нефтегазопереработки на всех аналитических линиях (с учётом коэффициента B для колонки с молекулярными ситами, без метана), единицы площади;

$\sum k_{vi} A_i$ – сумма приведённых площадей пиков компонентов газа нефтегазопереработки на всех аналитических линиях (с учётом коэффициента B для колонки с молекулярными ситами, без метана), единицы площади.

Алгоритм определения значений относительных поправочных коэффициентов с использованием СО приведен в приложении Г.

Значения поправочных коэффициентов для компонентов газа нефтегазопереработки, установленные теоретически и/или экспериментально относительно *n*-Бутана, приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Значения массовых и объёмных поправочных коэффициентов для ДТП и ПИД (газ - носитель гелий)*.

Компонент	ПИД (массовый)	ДТП	
		Массовый	Объёмный
Метан	1,10	0,66	2,39
Диоксид углерода	—	1,34	1,77
Этен	0,97	0,86	1,78
Этан	1,03	0,87	1,68
Сероводород	—	1,31	2,23
Пропен	0,97	0,96	1,32
Пропан	1,01	1,00	1,32
Неопентан (2,2-диметилпропан)	0,99	1,06	0,85
Изобутан(2-метилпропан)	1,00	1,04	1,04
Бутен-1 (метилпропен-1)	0,97	1,02	1,06
Изобутен (2-метилпропен-1)	0,97	1,02	1,06
Бутадиен-1,3	0,93	0,99	1,06
<i>n</i> -Бутан	1,00	1,00	1,00
<i>транс</i> -бутен-2	0,97	0,97	1,00
<i>цис</i> -Бутен-2	0,97	0,95	0,98
3-метилбутен-1	0,97	1,04	0,86
Изопентан(2-метилбутан)	0,99	1,04	0,84
Пентен-1	0,97	1,04	0,86
2-метилбутен-1	0,97	1,04	0,86
<i>n</i> -Пентан	0,99	1,01	0,81
<i>транс</i> -Пентен-2	0,97	0,99	0,82
<i>цис</i> -Пентен-2	0,97	1,04	0,86
2-метилбутен-2	0,97	1,04	0,86
<i>n</i> -Гексан	0,99	1,03	0,69
Водород	—	2,02	58,58
Кислород	—	1,18	2,14
Азот	—	0,98	2,03
Окись углерода	—	0,98	2,03

* Э. Лейбниц, Х.Г. Штруппе. Руководство по газовой хроматографии — М., Мир, 1988 — 510

Примечания

1 Указанные значения коэффициентов рекомендуется уточнять, используя CO , при этом расхождение между значениями относительного поправочного коэффициента, указанного в таблице и вычисленного на основе CO , не должно быть более 0,05.

2 Для не идентифицированных компонентов газа нефтегазопереработки или компонентов, не указанных в таблице 6, используют относительные поправочные коэффициенты компонента, ближайшего по времени выхода на хроматограмме.

13.2.2 При обработке хроматографической информации методом нормализации с использованием коэффициентов, полученных в результате градуировки по CO , объёмную долю каждого компонента вычисляют по формуле

$$v_i = \frac{v_i'}{\sum v_i'} 100, \quad (11)$$

где v_i' – ненормализованное значение объёмной доли каждого i -го компонента, %.

Значение v_i' вычисляют по формуле

$$v_i' = \frac{k_i^e A_i}{V}, \quad (12)$$

где V – объём введённой пробы газа нефтегазопереработки, см³.

Сумма измеренных ненормализованных значений объёмной доли компонентов не должна отличаться более чем на 2 % от 100 % при учете всех компонентов с объёмной долей более 0,01 %. Полученные значения нормализуют до 100 %.

Примечание — Пересчёт объёмной доли компонентов в молярную приведен в приложении Д.

13.3 Наличие на хроматограмме пика кислорода, полученной на колонке с цеолитом, может свидетельствовать о внесении в пробу газа атмосферного воздуха (при отборе пробы или при введении её в хроматограф шприцем). Во избежание ошибки, при количественном определении состава газа, допускается вводить поправку к площади пика азота.

В этом случае истинную приведённую площадь пика азота $k_{wi}A_{N_2}$ или $k_{vi}A_{N_2}$ вычисляют по формулам

$$k_{wi}A_{N_2} = k_{wi}A_{N_2}^M - 3,2k_{wi}A_{O_2}, \quad (13)$$

$$k_{vi}A_{N_2} = k_{vi}A_{N_2}^M - 3,2k_{vi}A_{O_2}, \quad (14)$$

где $A_{N_2}^M$ и A_{O_2} – площади пиков азота и кислорода соответственно на хроматограмме, полученной на колонке с цеолитом, единицы площади;

3,2 – коэффициент, получен делением приведённой площади пика азота на приведённую площадь пика кислорода при измерении атмосферного воздуха (величину коэффициента устанавливают в день проведения измерений и корректируют при необходимости) или рассчитывают согласно справочным данным о составе атмосферного воздуха. Содержание кислорода в этом случае не учитывают.

13.4 Массовую w_{si} или объёмную v_{si} долю элементарной серы индивидуального (i -го) ССС в сухом газе по методу Б, %, вычисляют по формуле

$$w_{si} = \frac{m_{si}}{V \cdot \rho} \cdot 10^{-4}, \quad (15)$$

$$v_{si} = \frac{m_{si}}{V \cdot \rho_i} \cdot 10^{-4} \quad (16)$$

где m_{si} – значение массы элементной серы i -го ССС, нг, вычисленное как антилогарифм величины lgm_{si} , ($algm_{si}$), определённой по градуировочной зависимости $lgA_i - lgm_{si}$, т.е. потенцированием lgm_{si} ($10^{lg m_{si}}$);

V – объём введённой пробы газа нефтегазопереработки, см³;

ρ – плотность пробы газа нефтегазопереработки, кг/м³, вычисляют по формуле Д.3 (приложение Д), или по ГОСТ 31369 при стандартных условиях на основании данных о компонентном составе, или измеряют с помощью пикнометров, или плотномеров любого типа;

ρ_i – плотность i -го ССС газа нефтегазопереработки, кг/м³, вычисляют по формуле Д.2 (приложение Д).

Масса элементной серы вводимых в хроматограф ССС должна соответствовать диапазону градуировочного графика.

Пересчёт объёмной доли элементной серы в массовую и пересчёт на компонент приведены в приложениях Д и Е.

Массовую $w_{S_{RSH}}$ или объёмную $v_{S_{RSH}}$ долю меркаптановой серы в пробе нефтегазопереработки газа вычисляют, суммируя измеренные массовые или объёмные доли элементной серы индивидуальных меркаптанов по формуле

$$\bar{w}_{S_{RSH}} = \sum w_{si_{RSH}} \quad (17)$$

$$\bar{v}_{S_{RSH}} = \sum \bar{v}_{si_{RSH}} \quad (18)$$

13.5 За результат измерений принимают среднее арифметическое значение двух последовательных единичных определений, расхождение между которыми не превышает значения предела повторяемости r , приведенных в таблицах 7, 9.

Если это условие не выполняется, то результаты признают сомнительными и проводят повторное измерение.

Результат измерений признают приемлемым, если

$$w_i^{max} - w_i^{min} \leq 3,31 \sigma_r, \quad (19)$$

где w_i^{max} и w_i^{min} , % – максимальное и минимальное значения из трех последовательных результатов измерений массовой доли i -го компонента в пробе

газа нефтегазопереработки;

3,31 – значение коэффициента критического диапазона для трёх измерений и при доверительной вероятности $P = 0,95$ [1];

σ_r – показатель повторяемости в виде СКО для данного диапазона измерений, который вычисляют по формуле

$$\sigma_r = \frac{r}{2,77}, \quad (20)$$

где r – предел повторяемости для данного диапазона измерений, приведенный в таблицах 7 и 9;

2,77 – коэффициент критического диапазона для двух измерений.

За окончательный результат измерений в этом случае принимают среднее арифметическое значение трёх или двух последовательных единичных измерений.

При измерении компонентного состава в единицах объёмной доли алгоритм проверки приемлемости полученных результатов аналогичен.

Если по результатам измерений получают значение, превышающее критический диапазон, то следует прекратить измерения, выяснить и устранить причины получения отрицательных результатов проверки приемлемости.

Примечание — При превышении значения r (по результатам двух измерений) допускается повторить процедуру отбора и измерения пробы газа нефтегазопереработки.

13.6 Предел воспроизводимости по методу А вычисляют по формулам таблицы 8, предел воспроизводимости по методу Б вычисляют по формулам таблицы 10.

Т а б л и ц а 7 – Значение пределов повторяемости (сходимости), метод А.

Компоненты	Диапазоны измерений массовой (объёмной) доли \bar{w}_i (v_i),%	Пределы повторяемости (сходимости) r , %	
Водород	От 0,01 до 1,00 включ.	$0,1679 \bar{w}_i + 0,0005$	$0,1679 \bar{v}_i + 0,0005$
	Св. 1,00 до 50,00 включ.	$0,0814 \bar{w}_i + 0,0866$	$0,0814 \bar{v}_i + 0,0866$
	Св. 50,00 до 99,98 включ.	$0,0061 \bar{w}_i + 3,8507$	$0,0061 \bar{v}_i + 3,8507$
Метан	От 0,01 до 1,00 включ.	$0,2134 \bar{w}_i + 0,0002$	$0,2134 \bar{v}_i + 0,0002$
	Св. 1,00 до 50,00 включ.	$0,0771 \bar{w}_i + 0,1364$	$0,0771 \bar{v}_i + 0,1364$
	Св. 50,00 до 99,98 включ.	$0,0229 \bar{w}_i + 2,8449$	$0,0229 \bar{v}_i + 2,8449$
Этан, этилен	От 0,01 до 1,00 включ.	$0,1955 \bar{w}_i + 0,0003$	$0,1955 \bar{v}_i + 0,0003$
	Св. 1,00 до 50,00 включ.	$0,0569 \bar{w}_i + 0,1388$	$0,0569 \bar{v}_i + 0,1388$
	Св. 50,00 до 99,98 включ.	$0,0345 \bar{w}_i + 1,2570$	$0,0345 \bar{v}_i + 1,2570$
Пропан, пропилен	От 0,01 до 1,00 включ.	$0,1674 \bar{w}_i + 0,0006$	$0,1674 \bar{v}_i + 0,0006$
	Св. 1,00 до 50,00 включ.	$0,0565 \bar{w}_i + 0,1110$	$0,0565 \bar{v}_i + 0,1110$
	Св. 50,00 до 99,98 включ.	$0,0341 \bar{w}_i + 1,2318$	$0,0341 \bar{v}_i + 1,2318$
Бутаны, бутилены	От 0,01 до 1,00 включ.	$0,1740 \bar{w}_i + 0,0006$	$0,1740 \bar{v}_i + 0,0006$
	Св. 1,00 до 50,00 включ.	$0,0637 \bar{w}_i + 0,1113$	$0,0637 \bar{v}_i + 0,1113$
	Св. 50,00 до 99,98 включ.	$0,0257 \bar{w}_i + 2,0103$	$0,0257 \bar{v}_i + 2,0103$

ГОСТ 14920-202_
(Проект RU, первая редакция)

Окончание таблицы 7

Компоненты	Диапазоны измерений массовой (объемной) доли \bar{w}_i (v_i), %	Пределы повторяемости (сходимости) r , %	
		$0,1792 \bar{w}_i + 0,0004$	$0,1792 \bar{v}_i + 0,0004$
Пентаны, пентены	От 0,01 до 1,00 включ.	$0,1356 \bar{w}_i + 0,0444$	$0,1356 \bar{v}_i + 0,0444$
	Св. 1,00 до 15,00 включ.	$0,1987 \bar{w}_i + 0,0010$	$0,1987 \bar{v}_i + 0,0010$
Гексаны (суммарно)	От 0,01 до 1,00 включ.	$0,1112 \bar{w}_i + 0,0886$	$0,1112 \bar{v}_i + 0,0886$
	Св. 1,00 до 10,00 включ.	$0,2176 \bar{w}_i + 0,0006$	$0,2176 \bar{v}_i + 0,0006$
Диоксид углерода	От 0,01 до 1,00 включ.	$0,0960 \bar{w}_i + 0,1220$	$0,0960 \bar{v}_i + 0,1220$
	Св. 1,00 до 50,00 включ.	$0,0020 \bar{w}_i + 4,8200$	$0,0020 \bar{v}_i + 4,8200$
	Св. 50,00 до 99,98 включ.	$0,1897 \bar{w}_i + 0,0003$	$0,1897 \bar{v}_i + 0,0003$
Оксид углерода	От 0,01 до 1,00 включ.	$0,0900 \bar{w}_i + 0,1000$	$0,0900 \bar{v}_i + 0,1000$
	Св. 1,00 до 50,00 включ.	$0,2326 \bar{w}_i + 0,0007$	$0,2326 \bar{v}_i + 0,0007$
Сероводород	От 0,01 до 1,00 включ.	$0,1031 \bar{w}_i + 0,1304$	$0,1031 \bar{v}_i + 0,1304$
	Св. 1,00 до 50,00 включ.	$0,0004 \bar{w}_i + 5,2632$	$0,0004 \bar{v}_i + 5,2632$
	Св. 50,00 до 99,98 включ.	$0,2215 \bar{w}_i + 0,0007$	$0,2215 \bar{v}_i + 0,0007$
Кислород	От 0,01 до 1,00 включ.	$0,1130 \bar{w}_i + 0,1090$	$0,1130 \bar{v}_i + 0,1090$
	Св. 1,00 до 15,00 включ.	$0,1864 \bar{w}_i + 0,0006$	$0,1864 \bar{v}_i + 0,0006$
Азот	От 0,01 до 1,00 включ.	$0,0648 \bar{w}_i + 0,1219$	$0,0648 \bar{v}_i + 0,1219$
	Св. 1,00 до 50,00 включ.	$0,0212 \bar{w}_i + 2,3094$	$0,0212 \bar{v}_i + 2,3094$
	Св. 50,00 до 99,98 включ.	$0,2575 \bar{w}_i + 0,0004$	$0,2575 \bar{v}_i + 0,0004$
Гелий	От 0,01 до 0,10 включ.		

Таблица 8 – Значение пределов воспроизводимости, метод А.

Компоненты	Диапазоны измерений массовой (объемной) доли \bar{w}_i (\bar{v}_i), %	Пределы воспроизводимости R , %	
		$0,2014 \bar{w}_i + 0,0006$	$0,2014 \bar{v}_i + 0,0006$
Водород	От 0,01 до 1,00 включ.	$0,0978 \bar{w}_i + 0,1038$	$0,0978 \bar{v}_i + 0,1038$
	Св. 1,00 до 50,00 включ.	$0,0069 \bar{w}_i + 4,6526$	$0,0069 \bar{v}_i + 4,6526$
	Св. 50,00 до 99,98 включ.	$0,2561 \bar{w}_i + 0,0003$	$0,2561 \bar{v}_i + 0,0003$
Метан	От 0,01 до 1,00 включ.	$0,0925 \bar{w}_i + 0,1632$	$0,0925 \bar{v}_i + 0,1632$
	Св. 1,00 до 50,00 включ.	$0,0274 \bar{w}_i + 3,4173$	$0,0274 \bar{v}_i + 3,4173$
	Св. 50,00 до 99,98 включ.	$0,2345 \bar{w}_i + 0,0003$	$0,2345 \bar{v}_i + 0,0003$
Этан, этилен	От 0,01 до 1,00 включ.	$0,0683 \bar{w}_i + 0,1665$	$0,0683 \bar{v}_i + 0,1665$
	Св. 1,00 до 50,00 включ.	$0,0416 \bar{w}_i + 1,4969$	$0,0416 \bar{v}_i + 1,4969$
	Св. 50,00 до 99,98 включ.	$0,2008 \bar{w}_i + 0,0008$	$0,2008 \bar{v}_i + 0,0008$
Пропан, пропилен	От 0,01 до 1,00 включ.	$0,0679 \bar{w}_i + 0,1343$	$0,0679 \bar{v}_i + 0,1343$
	Св. 1,00 до 50,00 включ.	$0,0408 \bar{w}_i + 1,4898$	$0,0408 \bar{v}_i + 1,4898$
	Св. 50,00 до 99,98 включ.	$0,2088 \bar{w}_i + 0,0007$	$0,2088 \bar{v}_i + 0,0007$
Бутаны, бутилены	От 0,01 до 1,00 включ.	$0,0761 \bar{w}_i + 0,1340$	$0,0761 \bar{v}_i + 0,1340$
	Св. 1,00 до 50,00 включ.	$0,0311 \bar{w}_i + 2,3855$	$0,0311 \bar{v}_i + 2,3855$
	Св. 50,00 до 99,98 включ.	$0,2150 \bar{w}_i + 0,0005$	$0,2150 \bar{v}_i + 0,0005$
Пентаны, пентены	От 0,01 до 1,00 включ.	$0,1627 \bar{w}_i + 0,0533$	$0,1627 \bar{v}_i + 0,0533$
	Св. 1,00 до 15,00 включ.	$0,2385 \bar{w}_i + 0,0012$	$0,2385 \bar{v}_i + 0,0012$
Гексаны (суммарно)	От 0,01 до 1,00 включ.	$0,1334 \bar{w}_i + 0,1063$	$0,1334 \bar{v}_i + 0,1063$
	Св. 1,00 до 10,00 включ.	$0,2612 \bar{w}_i + 0,0008$	$0,2612 \bar{v}_i + 0,0008$
Диоксид углерода	От 0,01 до 1,00 включ.	$0,1152 \bar{w}_i + 0,1464$	$0,1152 \bar{v}_i + 0,1464$
	Св. 1,00 до 50,00 включ.	$0,0024 \bar{w}_i + 5,7840$	$0,0024 \bar{v}_i + 5,7840$
	Св. 50,00 до 99,98 включ.	$0,2276 \bar{w}_i + 0,0004$	$0,2276 \bar{v}_i + 0,0004$
Оксид углерода	От 0,01 до 1,00 включ.	$0,1080 \bar{w}_i + 0,1200$	$0,1080 \bar{v}_i + 0,1200$
	Св. 1,00 до 50,00 включ.	$0,2791 \bar{w}_i + 0,0008$	$0,2791 \bar{v}_i + 0,0008$
Сероводород	От 0,01 до 1,00 включ.	$0,1237 \bar{w}_i + 0,1565$	$0,1237 \bar{v}_i + 0,1565$
	Св. 1,00 до 50,00 включ.	$0,0005 \bar{w}_i + 6,3159$	$0,0005 \bar{v}_i + 6,3159$
	Св. 50,00 до 99,98 включ.	$0,2658 \bar{w}_i + 0,0008$	$0,2658 \bar{v}_i + 0,0008$
Кислород	От 0,01 до 1,00 включ.	$0,1355 \bar{w}_i + 0,1316$	$0,1355 \bar{v}_i + 0,1316$
	Св. 1,00 до 15,00 включ.	$0,2236 \bar{w}_i + 0,0008$	$0,2236 \bar{v}_i + 0,0008$
Азот	От 0,01 до 1,00 включ.	$0,0770 \bar{w}_i + 0,1468$	$0,0770 \bar{v}_i + 0,1468$
	Св. 1,00 до 50,00 включ.	$0,0265 \bar{w}_i + 2,6734$	$0,0265 \bar{v}_i + 2,6734$
	Св. 50,00 до 99,98 включ.	$0,3090 \bar{w}_i + 0,0005$	$0,3090 \bar{v}_i + 0,0005$
Гелий	От 0,01 до 0,10 включ.		

Таблица 9 – Значение пределов повторяемости (сходимости), метод Б

Компоненты	Диапазоны измерений массовой (объемной) доли \bar{w}_{si} (\bar{v}_{si}), %	Пределы повторяемости (сходимости) r , %	
Элементная сера сероводорода	От 0,0002 до 0,0020 включ. Св. 0,0020 до 0,0200 включ. Св. 0,0200 до 0,0500 включ.	0,2913 \bar{w}_{si} 0,2439 \bar{w}_{si} + 0,0001 0,1667 \bar{w}_{si} + 0,0017	0,2913 \bar{v}_{si} 0,2439 \bar{v}_{si} + 0,0001 0,1667 \bar{v}_{si} + 0,0017
Элементная сера метилмеркаптана	От 0,0002 до 0,0020 включ. Св. 0,0020 до 0,0200 включ. Св. 0,0200 до 0,0500 включ.	0,256 \bar{w}_{si} 0,2040 \bar{w}_{si} + 0,0001 0,1931 \bar{w}_{si} + 0,0003	0,256 \bar{v}_{si} 0,2040 \bar{v}_{si} + 0,0001 0,1931 \bar{v}_{si} + 0,0003
Элементная сера этилмеркаптана	От 0,0002 до 0,0020 включ. Св. 0,0020 до 0,0200 включ. Св. 0,0200 до 0,0500 включ.	0,2029 \bar{w}_{si} 0,1706 \bar{w}_{si} + 0,0001 0,15 \bar{w}_{si} + 0,0005	0,2029 \bar{v}_{si} 0,1706 \bar{v}_{si} + 0,0001 0,15 \bar{v}_{si} + 0,0005
Элементная сера изо- пропилмеркаптана	От 0,0002 до 0,0020 включ. Св. 0,0020 до 0,0200 включ. Св. 0,0200 до 0,0500 включ.	0,1886 \bar{w}_{si} 0,1445 \bar{w}_{si} + 0,0001 0,1336 \bar{w}_{si} + 0,0003	0,1886 \bar{v}_{si} 0,1445 \bar{v}_{si} + 0,0001 0,1336 \bar{v}_{si} + 0,0003
Элементная сера трет- бутилмеркаптана	От 0,0002 до 0,0020 включ. Св. 0,0020 до 0,0200 включ. Св. 0,0200 до 0,0500 включ.	0,2017 \bar{w}_{si} 0,1486 \bar{w}_{si} + 0,0001 0,1432 \bar{w}_{si} + 0,0002	0,2017 \bar{v}_{si} 0,1486 \bar{v}_{si} + 0,0001 0,1432 \bar{v}_{si} + 0,0002
Элементная сера н-пропилмеркаптана	От 0,0002 до 0,0020 включ. Св. 0,0020 до 0,0200 включ. Св. 0,0200 до 0,0500 включ.	0,1931 \bar{w}_{si} 0,1994 \bar{w}_{si} 0,11 \bar{w}_{si} + 0,0018	0,1931 \bar{v}_{si} 0,1994 \bar{v}_{si} 0,11 \bar{v}_{si} + 0,0018
Элементная сера втор- бутилмеркаптана	От 0,0002 до 0,0020 включ. Св. 0,0020 до 0,0200 включ. Св. 0,0200 до 0,0500 включ.	0,2097 \bar{w}_{si} 0,1645 \bar{w}_{si} + 0,0001 0,1366 \bar{w}_{si} + 0,0007	0,2097 \bar{v}_{si} 0,1645 \bar{v}_{si} + 0,0001 0,1366 \bar{v}_{si} + 0,0007
Элементная сера изо- бутилмеркаптана	От 0,0002 до 0,0020 включ. Св. 0,0020 до 0,0200 включ. Св. 0,0200 до 0,0500 включ.	0,2023 \bar{w}_{si} 0,1761 \bar{w}_{si} + 0,0001 0,12 \bar{w}_{si} + 0,0012	0,2023 \bar{v}_{si} 0,1761 \bar{v}_{si} + 0,0001 0,12 \bar{v}_{si} + 0,0012
Элементная сера н-бутилмеркаптана	От 0,0002 до 0,0020 включ. Св. 0,0020 до 0,0200 включ. Св. 0,0200 до 0,0500 включ.	0,2143 \bar{w}_{si} 0,17 \bar{w}_{si} + 0,0001 0,1397 \bar{w}_{si} + 0,0007	0,2143 \bar{v}_{si} 0,17 \bar{v}_{si} + 0,0001 0,1397 \bar{v}_{si} + 0,0007
Меркаптановая сера (алкантиолы <i>RSH</i>)	От 0,0002 до 0,4000 включ.	0,0874 \bar{w}_{si} + 0,0001	0,0874 \bar{v}_{si} + 0,0001

Таблица 10 – Значение пределов воспроизводимости, метод Б

Компоненты	Диапазоны измерений массовой (объемной) доли \bar{w}_{si} (\bar{v}_{si}), %	Пределы воспроизводимости R , %	
Элементная сера сероводорода	От 0,0002 до 0,0020 включ. Св. 0,0020 до 0,0200 включ. Св. 0,0200 до 0,0500 включ.	0,3445 \bar{w}_{si} 0,2933 \bar{w}_{si} + 0,0001 0,2 \bar{w}_{si} + 0,002	0,3445 \bar{v}_{si} 0,2933 \bar{v}_{si} + 0,0001 0,2 \bar{v}_{si} + 0,002
Элементная сера метилмеркаптана	От 0,0002 до 0,0020 включ. Св. 0,0020 до 0,0200 включ. Св. 0,0200 до 0,0500 включ.	0,3074 \bar{w}_{si} 0,2448 \bar{w}_{si} + 0,0001 0,2319 \bar{w}_{si} + 0,0004	0,3074 \bar{v}_{si} 0,2448 \bar{v}_{si} + 0,0001 0,2319 \bar{v}_{si} + 0,0004

Окончание таблицы 10

Компоненты	Диапазоны измерений массовой (объёмной) доли \bar{w}_{si} (\bar{v}_{si}), %	Пределы воспроизводимости R , %	
Элементная сера этилмеркаптана	От 0,0002 до 0,0020 включ. Св. 0,0020 до 0,0200 включ. Св. 0,0200 до 0,0500 включ.	$0,2557 \bar{w}_{si}$ $0,2034 \bar{w}_{si} + 0,0001$ $0,1802 \bar{w}_{si} + 0,0006$	$0,2557 \bar{v}_{si}$ $0,2034 \bar{v}_{si} + 0,0001$ $0,1802 \bar{v}_{si} + 0,0006$
Элементная сера изо- пропилмеркаптана	От 0,0002 до 0,0020 включ. Св. 0,0020 до 0,0200 включ. Св. 0,0200 до 0,0500 включ.	$0,24 \bar{w}_{si}$ $0,1737 \bar{w}_{si} + 0,0002$ $0,1590 \bar{w}_{si} + 0,0005$	$0,24 \bar{v}_{si}$ $0,1737 \bar{v}_{si} + 0,0002$ $0,1590 \bar{v}_{si} + 0,0005$
Элементная сера трет- бутилмеркаптана	От 0,0002 до 0,0020 включ. Св. 0,0020 до 0,0200 включ. Св. 0,0200 до 0,0500 включ.	$0,2386 \bar{w}_{si}$ $0,1787 \bar{w}_{si} + 0,0001$ $0,1719 \bar{w}_{si} + 0,0003$	$0,2386 \bar{v}_{si}$ $0,1787 \bar{v}_{si} + 0,0001$ $0,1719 \bar{v}_{si} + 0,0003$
Элементная сера н-пропилмеркаптана	От 0,0002 до 0,0020 включ. Св. 0,0020 до 0,0200 включ. Св. 0,0200 до 0,0500 включ.	$0,2392 \bar{w}_{si}$ $0,1920 \bar{w}_{si} + 0,0001$ $0,1597 \bar{w}_{si} + 0,0008$	$0,2392 \bar{v}_{si}$ $0,1920 \bar{v}_{si} + 0,0001$ $0,1597 \bar{v}_{si} + 0,0008$
Элементная сера втор- бутилмеркаптана	От 0,0002 до 0,0020 включ. Св. 0,0020 до 0,0200 включ. Св. 0,0200 до 0,0500 включ.	$0,2517 \bar{w}_{si}$ $0,1973 \bar{w}_{si} + 0,0001$ $0,1639 \bar{w}_{si} + 0,0008$	$0,2517 \bar{v}_{si}$ $0,1973 \bar{v}_{si} + 0,0001$ $0,1639 \bar{v}_{si} + 0,0008$
Элементная сера изо-бутилмеркаптана	От 0,0002 до 0,0020 включ. Св. 0,0020 до 0,0200 включ. Св. 0,0200 до 0,0500 включ.	$0,2427 \bar{w}_{si}$ $0,2113 \bar{w}_{si} + 0,0001$ $0,1440 \bar{w}_{si} + 0,0014$	$0,2427 \bar{v}_{si}$ $0,2113 \bar{v}_{si} + 0,0001$ $0,1440 \bar{v}_{si} + 0,0014$
Элементная сера н-бутилмеркаптана	От 0,0002 до 0,0020 включ. Св. 0,0020 до 0,0200 включ. Св. 0,0200 до 0,0500 включ.	$0,2571 \bar{w}_{si}$ $0,2043 \bar{w}_{si} + 0,0001$ $0,1676 \bar{w}_{si} + 0,0009$	$0,2571 \bar{v}_{si}$ $0,2043 \bar{v}_{si} + 0,0001$ $0,1676 \bar{v}_{si} + 0,0009$
Меркаптановая сера (алкантиолы <i>RSH</i>)	От 0,0002 до 0,4000 включ.	$0,1048 \bar{w}_{si} + 0,0001$	$0,1048 \bar{v}_{si} + 0,0001$

14 Оформление результатов измерений

14.1 Результат измерений массовой (объёмной) доли компонентов газа нефтегазопереработки по методу А, %, записывают в виде

$$\bar{w}_i \pm U(\bar{w}_i), \quad (21)$$

$$\bar{v}_i \pm U(\bar{v}_i), \quad (22)$$

где $U(\bar{w}_i)$ и $U(\bar{v}_i)$ – расширенная неопределённость результата измерения массовой и объёмной доли i -го компонента газа нефтегазопереработки соответственно, выраженная в процентах, при коэффициенте охвата $k = 2$ (соответствует границе абсолютной погрешности при доверительной вероятности $P = 0,95$).

$U(\bar{w}_i)$ и $U(\bar{v}_i)$ вычисляют по формулам, приведённым в таблице 1 .

14.2 Результат измерений массовой (объёмной) доли компонентов газа нефтегазопереработки по методу Б, %, записывают в виде

$$\bar{w}_{si} \pm U(\bar{w}_{si}), \quad (23)$$

$$\bar{v}_{si} \pm U(\bar{v}_{si}), \quad (24)$$

где $U(\bar{w}_{si})$ и $U(\bar{v}_{si})$ – расширенная неопределённость результата измерения массовой и объёмной доли элементной серы i -го ССС газа нефтегазопереработки соответственно, выраженная в процентах, при коэффициенте охвата $k = 2$ (соответствует границе абсолютной погрешности при доверительной вероятности $P = 0,95$).

$U(\bar{w}_{si})$ и $U(\bar{v}_{si})$, %, вычисляют по формулам, приведённым в таблице 2.

14.3 Результат измерений массовой, объёмной доли меркаптановой серы записывают в виде

$$\left[\bar{w}_{s_{RSH}} \pm U(\bar{w}_{s_{RSH}}) \right], \% \quad (25)$$

$$\left[\bar{v}_{s_{RSH}} \pm U(\bar{v}_{s_{RSH}}) \right], \% \quad (26)$$

где $U(\bar{w}_{s_{RSH}})$, $U(\bar{v}_{s_{RSH}})$ – расширенная неопределённость результата измерения массовой и объёмной доли меркаптановой серы сухого газа соответственно, выраженная в процентах, при коэффициенте охвата $k = 2$ (соответствует границе абсолютной погрешности при доверительной вероятности $P = 0,95$).

$U(\bar{w}_{s_{RSH}})$, $U(\bar{v}_{s_{RSH}})$ вычисляют по формулам, приведённым в таблице 2.1.

14.4 Результат измерения массовой (объёмной) доли компонентов газа нефтегазопереработки округляют следующим образом.

Сначала проводят округление вычисленного значения расширенной неопределённости до значащей цифры, при этом сохраняют:

-две цифры, если первая значащая цифра равна 1 или 2;

-одну цифру, если первая значащая цифра равна 3 и более;

-сохраняемую значащую цифру в значении расширенной неопределённости при округлении увеличивают на единицу, если отбрасываемая цифра более или равна пяти, и не изменяют, если она менее пяти.

Затем проводят округление результата. Результат округляют до того же десятичного знака, которым заканчивается округленное значение неопределённости $U(\bar{w}_i)$, $U(\bar{v}_i)$, $U(\bar{w}_{si})$, $U(\bar{v}_{si})$, $U(\bar{w}_{s_{RSH}})$, $U(\bar{v}_{s_{RSH}})$.

Примечание — Допускается проводить округление результатов измерений согласно принятым в лаборатории правилам.

14.5 Если полученное значение массовой (объёмной) доли компонента в пробе газа нефтегазопереработки менее нижней (или более верхней) границы диапазона измерений, приведённого в таблицах 1, 2 и 2.1, то результат представляют в виде «менее» (или «более») и указывают нижнюю (или верхнюю) границу диапазона измерений.

14.6 Результат измерения оформляют по форме, принятой в лаборатории.

Примечание — Для не идентифицированных компонентов газа нефтегазопереработки или для компонентов, не указанных в таблицах 1, 2 и 7-10, соответствующие им значения предела повторяемости r , неопределённости $U(\bar{w}_i)$ или $U(\bar{v}_i)$ и предел воспроизводимости R вычисляют по формулам таблиц 1, 2 и 7-10, для компонента, ближайшего по времени выхода на хроматограмме.

15 Контроль точности результатов измерений

15.1 Идентификацию компонентов в измеряемой пробе газа нефтегазопереработки проводят по п 13.1. Отклонение от установленных для конкретной аналитической системы относительных характеристик удерживания должно быть не более 10 %. Превышение этого показателя указывает на нарушение процедуры выполнения измерений.

15.2 Оперативный контроль приемлемости результатов измерений, полученных по данной методике, выполняют по оценке повторяемости для каждого результата.

15.3 Периодический контроль точности результатов измерений проводят в соответствии с планом внутрилабораторного контроля не реже одного раза в год, используя в качестве контрольного образца СО состава газа нефтегазопереработки, близкого по составу к измеряемой пробе, с последующей оценкой расширенной неопределённости (абсолютной погрешности) измерений и ее составляющих по [1]. Алгоритм проведения внутреннего контроля точности

приведен по [2].

Примечание — Допускается проводить периодический контроль любого компонента, значение массовой (объемной) доли которого превышает 0,1 % (для метода А) и 0,0050% (для метода Б).

Результаты контроля считают удовлетворительными для всех измеряемых компонентов, если отклонение среднего арифметического значения двух последовательных измерений массовой или объемной доли компонентов в контрольном образце от значения массовой или объемной доли, указанного в паспорте на контрольный образец, не превышает значений расширенной неопределённости, вычисленных по формулам таблиц 1, 2 и 2.1.

Приложение А (рекомендуемое)

Требования к метрологическим характеристикам стандартных образцов — имитаторов состава газа нефтегазопереработки

Требования к метрологическим характеристикам СО — имитаторов состава газа нефтегазопереработки приведены в таблицах А.1 - А.3 (Метод А).

Таблица А.1 — Метрологические характеристики СО — имитаторов состава нефтегазопереработки.

Компоненты	Диапазоны измерений объёмной доли (v_i), %	Расширенная неопределённость, % (при коэффициенте охвата $k = 2$)*
Водород	От 0,01 до 1,00 включ.	0,1175 v_i + 0,0004
	Св. 1,00 до 50,00 включ.	0,0569 v_i + 0,0611
	Св. 50,00 до 99,98 включ.	0,0043 v_i + 2,6918
Метан	От 0,01 до 1,00 включ.	0,1494 v_i + 0,0002
	Св. 1,00 до 50,00 включ.	0,0540 v_i + 0,0958
	Св. 50,00 до 99,98 включ.	0,0160 v_i + 1,9936
Этан, этилен	От 0,01 до 1,00 включ.	0,1368 v_i + 0,0002
	Св. 1,00 до 50,00 включ.	0,0398 v_i + 0,0972
	Св. 50,00 до 99,98 включ.	0,0243 v_i + 0,8732
Пропан, пропилен	От 0,01 до 1,00 включ.	0,1172 v_i + 0,0005
	Св. 1,00 до 50,00 включ.	0,0396 v_i + 0,0777
	Св. 50,00 до 99,98 включ.	0,0239 v_i + 0,8623
Бутаны, бутилены**	От 0,01 до 1,00 включ.	0,1218 v_i + 0,0004
	Св. 1,00 до 50,00 включ.	0,0444 v_i + 0,0777
	Св. 50,00 до 99,98 включ.	0,0182 v_i + 1,3916
Пентаны, пентены**	От 0,01 до 1,00 включ.	0,1259 v_i + 0,0003
	Св. 1,00 до 15,00 включ.	0,0949 v_i + 0,0311
Гексаны** (суммарно)	От 0,01 до 1,00 включ.	0,1391 v_i + 0,0007
	Св. 1,00 до 10,00 включ.	0,0778 v_i + 0,0620
Диоксид углерода	От 0,01 до 1,00 включ.	0,1524 v_i + 0,0005
	Св. 1,00 до 50,00 включ.	0,0672 v_i + 0,0860
	Св. 50,00 до 99,98 включ.	0,0014 v_i + 3,3759
Оксид углерода	От 0,01 до 1,00 включ.	0,1328 v_i + 0,0002
	Св. 1,00 до 50,00 включ.	0,0630 v_i + 0,0700
Сероводород	От 0,01 до 1,00 включ.	0,1628 v_i + 0,0005
	Св. 1,00 до 50,00 включ.	0,0722 v_i + 0,0913
	Св. 50,00 до 99,98 включ.	0,0003 v_i + 3,6601
Кислород	От 0,01 до 1,00 включ.	0,1551 v_i + 0,0005
	Св. 1,00 до 15,00 включ.	0,0791 v_i + 0,0763
Азот	0,01 до 1,00 включ.	0,1305 v_i + 0,0005
	Св. 1,00 до 50,00 включ.	0,0452 v_i + 0,0856
	Св. 50,00 до 99,98 включ.	0,0151 v_i + 1,5919
Гелий	От 0,01 до 0,10 включ.	0,1803 v_i + 0,0003

*Соответствует доверительным границам абсолютной погрешности при доверительной вероятности $P = 0,95$;
 **Указанные компоненты допускается не включать в состав градуировочной смеси, если их измерения не проводят.

Допускается использование СО с аттестованными значениями объёмной доли компонентов с допуском отклонением значения объёмной доли компонента в градуировочной смеси от значения объёмной доли компонента в анализируемом газе, указанным в таблице А.2, с учетом допусков на приготовление, приведённых в таблице А.3.

Таблица А.2 — Допускаемое отклонение от номинального значения объемной доли компонента при приготовлении СО

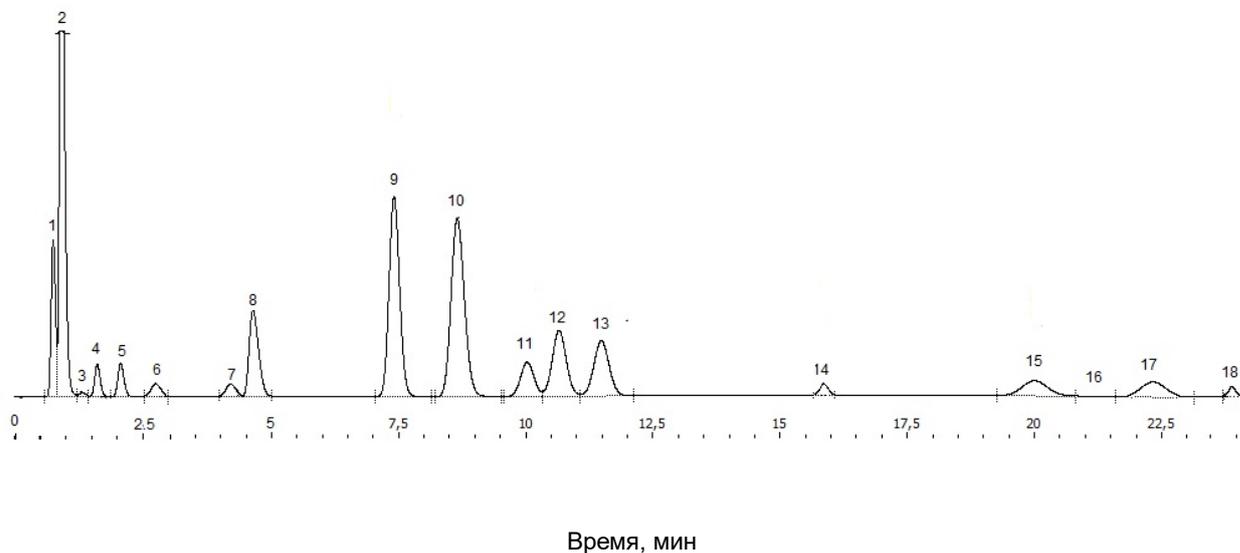
Значение объемной доли компонента в анализируемом газе, %	Допускаемое отклонение значения объемной доли компонента в градуировочной смеси от его значения в анализируемом газе, %
От 0,01 до 1,00 включ.	от $0,50 \cdot v_i$ до $2,00 \cdot v_i$
св. 1,00 до 15,00 включ.	от $0,50 \cdot v_i$ до $1,50 \cdot v_i$
св. 15,00 до 50,00 включ.	от $0,80 \cdot v_i$ до $1,20 \cdot v_i$
св. 50,00 до 90,00 включ.	от $0,90 \cdot v_i$ до $1,10 \cdot v_i$

Таблица А.3 — Допуски на приготовление СО

Интервал номинальных значений объемной доли компонентов, %	Допускаемое относительное отклонение, не более $\pm D$, %
От 0,01 до 0,10 включ.	15
Св. 0,10 до 1,00 включ.	7
Св. 1,00 до 10,00 включ.	5
Св. 10,00 до 90,00 включ.	2

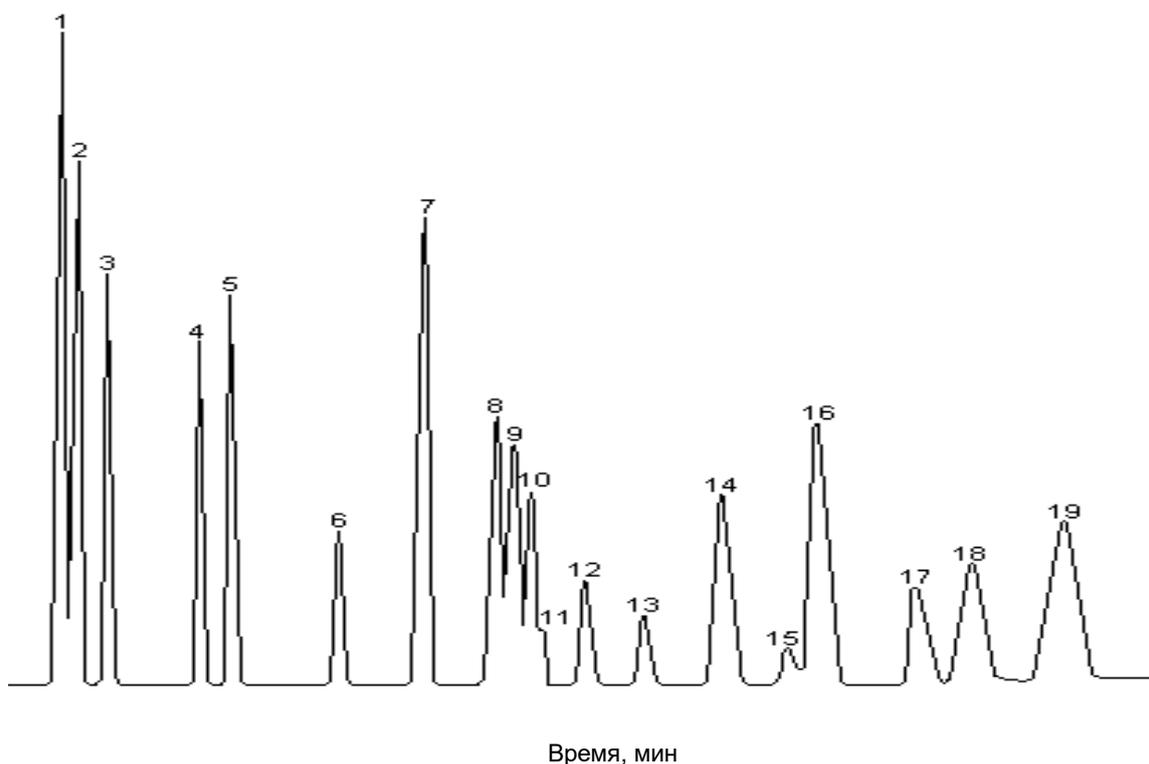
Приложение Б (обязательное)

Типовые хроматограммы компонентов газа нефтегазопереработки



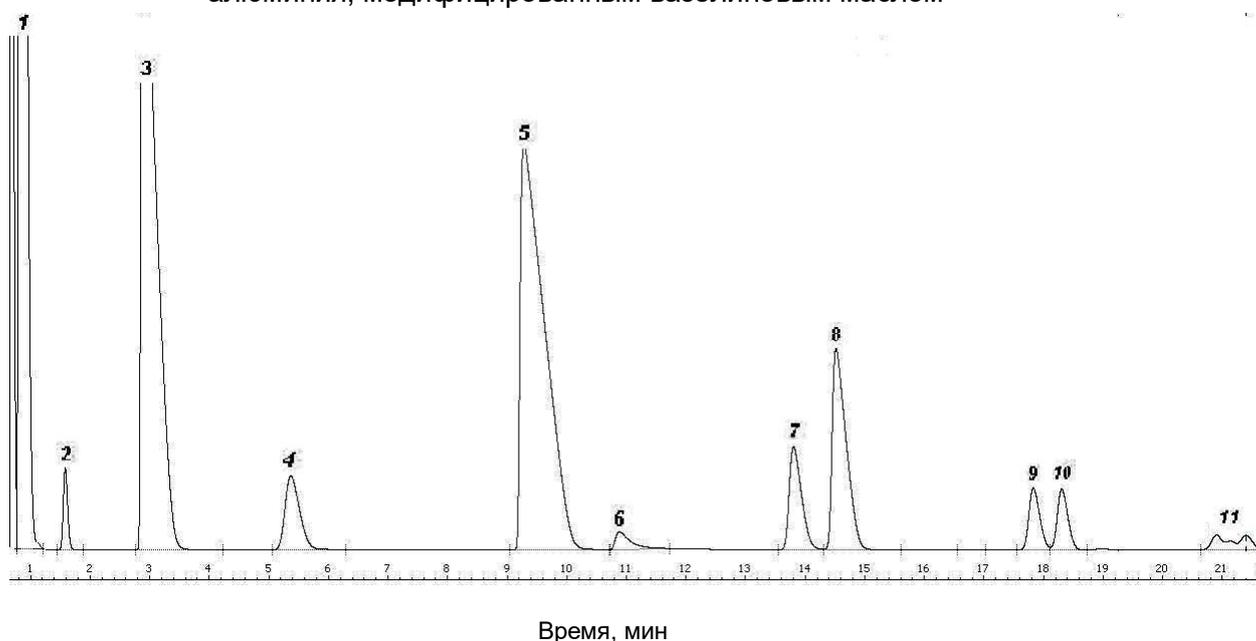
1 – Воздух, 2 – Метан, 3 – Диоксид углерода, 4 – Этен, 5 – Этан, 6 – Сероводород, 7 – Пропен, 8 – Пропан, 9 – Изобутан, 10 – Бутен-1+Изобутен, 11 – *n*-Бутан, 12 – *транс*-Бутен-2, 13 - *цис*-Бутен-2, 14 - 3-Метилбутен-1, 15 - Изопентан, 16 – 2-Метилбутен-1, 17 – *n*-Пентан+Пентен-2, 18 – 2-Метилбутен-2.

Рисунок Б.1 – Типовая хроматограмма компонентов газа нефтегазопереработки на колонке с диатомитовым носителем, модифицированным *n*-гептадеканом



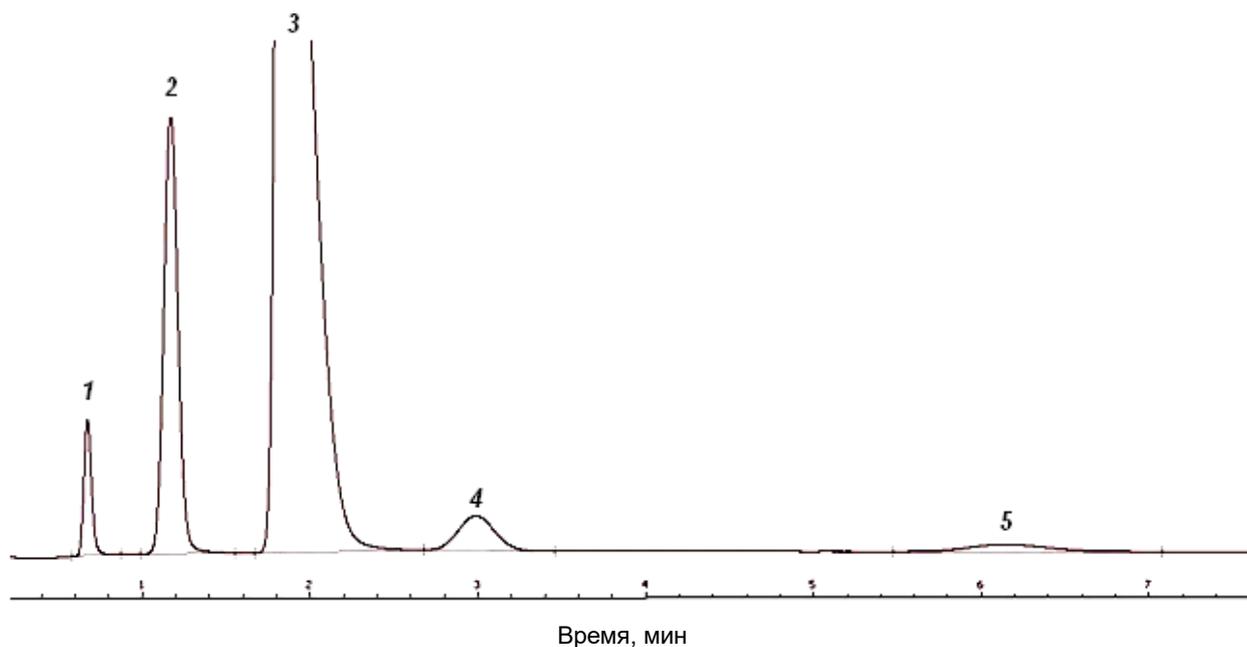
1 – Воздух, 2 – Метан, 3 – Этен+ этан, 4 – Пропан 5 – Пропен, 6 – Изобутан, 7 – *n*-Бутан, 8 – Бутен-1,9 – Изобутен, 10 – *транс*-Бутен-2, 11 – 2,2-Диметилпропан, 12 – *цис*-Бутен-2, 13 – Бутадиен-1,3, 14 – Изопентан, 15 – 3-Метилбутен-1, 16 – *n*-Пентан, 17 – Пентен-1, 18 – 2-Метилбутен-1+ *транс*-Пентен-2, 19 – *цис*-Пентен-2+2-Метилбутен-2.

Рисунок Б.2 – Типовая хроматограмма углеводородов C₁-C₅ на колонке с оксидом алюминия, модифицированным вазелиновым маслом



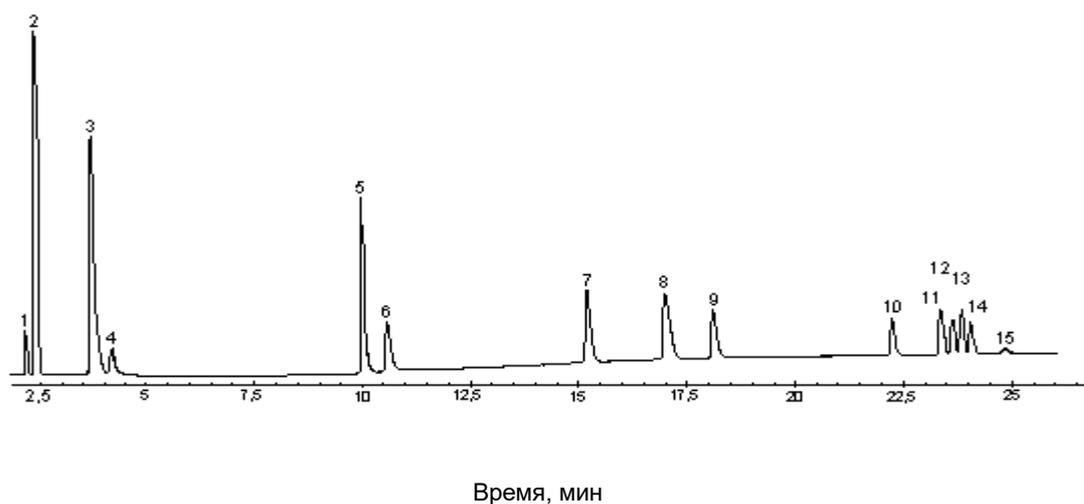
1 – Метан, 2 – Диоксид углерода, 3 – Этан, 4 – Сероводород, 5 – Пропан, 6 – Метанол, 7 – Изобутан, 8 – *n*-Бутан, 9 – Изопентан, 10 – *n*-Пентан, 11 – Гексаны.

Рисунок Б.3 – Типовая хроматограмма компонентов газа нефтегазопереработки на колонке с Hayesep R



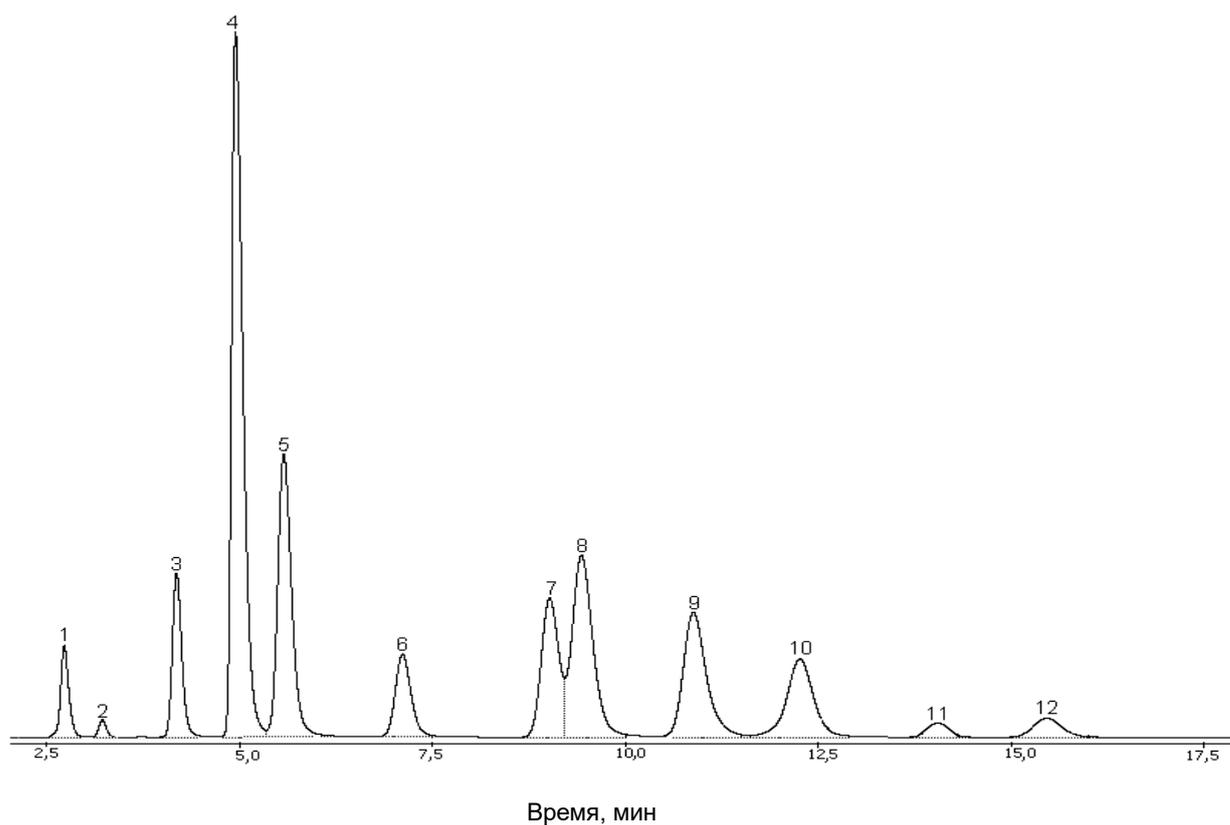
1 – Водород, 2 – Кислород, 3 – Азот, 4 – Метан, 5 – Оксид углерода.

Рисунок Б.4 – Типовая хроматограмма компонентов газа нефтегазопереработки на колонке с молекулярными ситами NaX



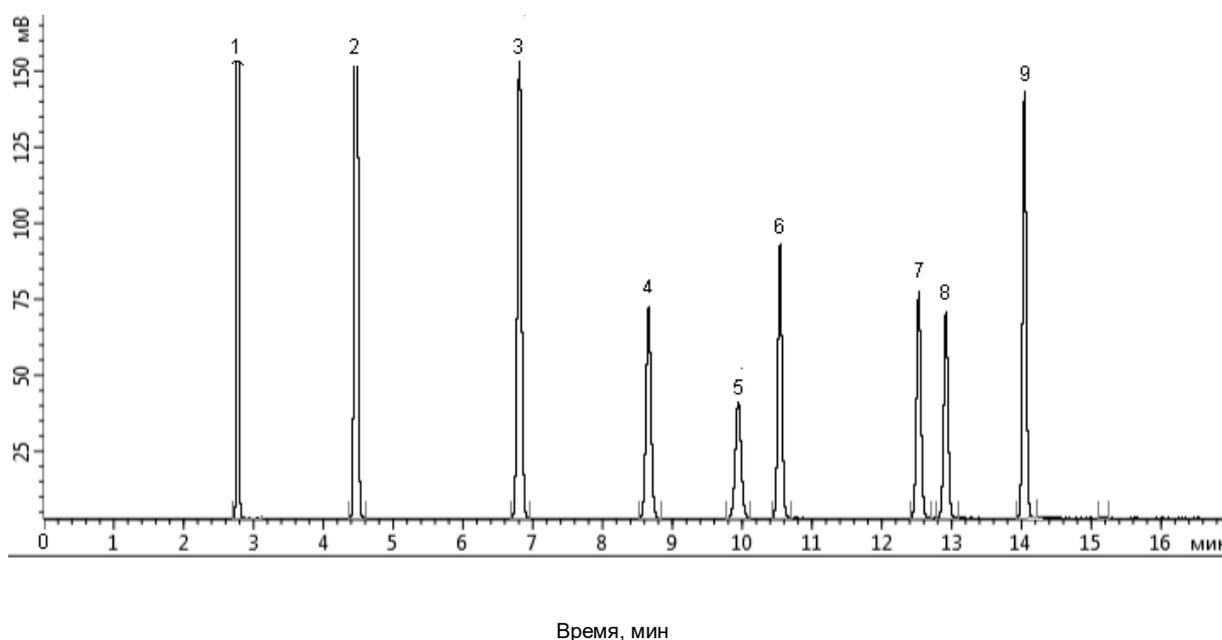
1 – Воздух, 2 – Метан, 3 – Этан, 4 – Диоксид углерода, 5 – Пропан, 6 – Сероводород, 7 – Пропен, 8 – Изобутан, 9 – *n*-Бутан, 10 – *транс*-Бутен-2, 11 – Бутен-1, 12 – Изобутен, 13 – Изопентан, 14 – *цис*-Бутен-2, 15 – *n*-Пентан

Рисунок Б.5 - Типовая хроматограмма компонентов газа нефтегазопереработки на капиллярной колонке GS-GasPro



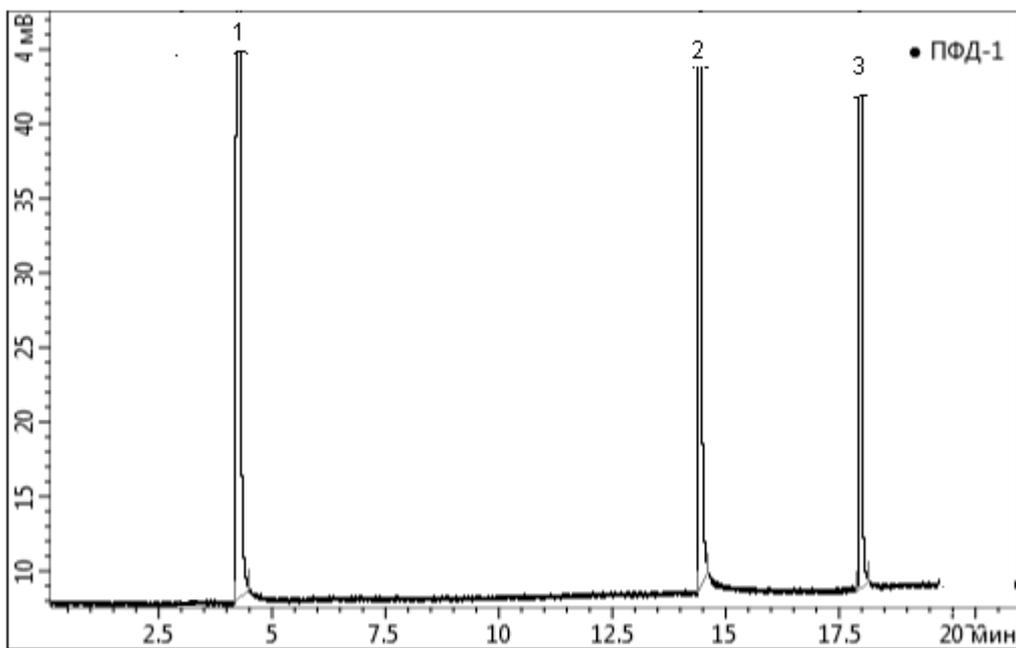
1 – Воздух+метан, 2 – Этан, 3 – Пропан, 4 – Пропен, 5 – Изобутан, 6 – *n*-Бутан, 7 – Бутен-1, 8 – Изобутен, 9 – *транс*-Бутен-2, 10 – Изопентан, 11 – *цис*-Бутен-2, 12 – *n*-Пентан

Рисунок Б.6 – Типовая хроматограмма углеводородов C₁-C₅ на колонке с диатомитовым носителем, модифицированным себаконитрилом



1 - Сероводород, 2 – Метилмеркаптан, 3 – Этилмеркаптан, 4 – Изо-пропилмеркаптан, 5 – *трет*-Бутилмеркаптан, 6 – *n*-Пропилмеркаптан, 7 – *втор*-Бутилмеркаптан, 8 – *изо*-Бутилмеркаптан, 9 – *n*-Бутилмеркаптан

Рисунок Б.7 – Типовая хроматограмма ССС газа нефтегазопереработки на капиллярной колонке, (Метод Б).



1 - Сероводород, 2 – Метилмеркаптан, 3 – Этилмеркаптан

Рисунок Б.8 – Типовая хроматограмма ССС газа нефтегазопереработки на капиллярной колонке GS-GasPro, (Метод Б).

Приложение В (рекомендуемое)

Подготовка насадочных колонок

В.1 Приготовление сорбентов для насадочных колонок

В.1.1 Приготовление *n*-гептадекана (*n*-гексадекана) на диатомитовом кирпиче

В.1.1.1 Диатомитовый кирпич измельчают, отсеивают фракцию зернением от 0,16 до 0,25 мм или от 0,250 до 0,315 мм и отмывают водой от пыли (в стакане). Отмытый диатомит помещают в фарфоровую чашку по ГОСТ 9147 и обрабатывают концентрированной азотной кислотой по ГОСТ 4461 или 10%-ым раствором соляной кислоты по ГОСТ 3118 в течение 1 ч. После кислотной обработки диатомитовый кирпич промывают водой до нейтральной реакции (контроль по метиловому оранжевому), высушивают в сушильном шкафу при температуре от 130 °С до 150 °С и прокаливают в муфельной печи при температуре от 950 °С до 1000 °С в течение 3 ч., затем помещают в эксикатор, дают остыть и отсеивают от пыли.

В.1.1.2 *n*-Гептадекан (*n*-Гексадекан) наносят методом испарения. Для этого вычисленную массу жидкой фазы (25 % к массе носителя) взвешивают в стакане, растворяют в диэтиловом эфире, переносят раствор в круглодонную колбу по ГОСТ 25336, засыпают в неё подготовленный диатомитовый кирпич и перемешивают. Адсорбент должен быть полностью покрыт раствором (на массу диатомитового кирпича от 35 г до 40 г следует взять от 70 см³ до 80 см³ растворителя). Колбу с полученной смесью выдерживают 0,5 ч при температуре окружающей среды, затем растворитель испаряют на колбонагревателе при температуре от 60 °С до 70 °С до исчезновения запаха эфира, постоянно перемешивая сорбент легким встряхиванием или круговыми движениями колбы. Приготовленный сухой сорбент осторожно просеивают для удаления пыли и хранят в герметично закрытой светонепроницаемой ёмкости.

В.1.2 Приготовление модифицированного оксида алюминия

В.1.2.1 Оксид алюминия измельчают в ступке и отсеивают от 35 г до 40 г сорбента зернением от 0,250 мм до 0,315 мм. Выделенную фракцию оксида алюминия переносят в фарфоровую чашку и выдерживают от 7 ч до 14 ч в муфельной печи при температуре от 700 °С до 750 °С, затем помещают в эксикатор, дают остыть, отсеивают от пыли и хранят в герметично закрытой ёмкости.

В.1.2.2 Для каждой новой партии оксида алюминия определяют удельный удерживаемый объём пропана и вычисляют массовую долю вазелинового масла, необходимую для модифицирования поверхности. Для этого часть подготовленного

оксида алюминия загружают в хроматографическую колонку длиной 1 м, диаметром 3 мм. Массу загруженного оксида алюминия определяют по разности массы склянки с оксидом алюминия до и после загрузки в колонку. Заполненную колонку устанавливают в термостат хроматографа и, не подсоединяя к детектору, активируют оксид алюминия при температуре (250 ± 5) °С в течение 2ч в потоке газа-носителя. Затем колонку охлаждают до температуры окружающей среды, подсоединяют к детектору и устанавливают заданный режим:

- Температура термостата, °С 50;
- Температура испарителя, °С 50;
- Расход газа-носителя (гелия), см³/мин 30;
- Объем вводимой пробы, см³ 0,3—1,0.

В шприц вместимостью 1 см³ отбирают пропан и воздух в соотношении 1:1, смесь вводят в колонку и определяют времена удерживания компонентов.

В.1.2.3 Удельный удерживаемый объем пропана V_g^T , см³/г, вычисляют согласно ГОСТ 17567 по формуле

$$V_g^T = \frac{V'_R}{m_1}, \quad (\text{B.1})$$

где V'_R – приведенный удерживаемый объем пропана, см³;

m_1 – масса оксида алюминия, г;

V'_R вычисляют по формуле

$$V'_R = (t_R - t_0)v_\alpha, \quad (\text{B.2})$$

где t_R – время удерживания пропана, с;

t_0 – время удерживания воздуха, с;

v_α – объемный расход газа-носителя, см³/с.

В.1.2.4 Массовую долю ВМ g , %, для модифицирования оксида алюминия, вычисляют по формуле

$$g = 0,49V_g^T + 7,60. \quad (\text{B.3})$$

Массу ВМ m_2 , г, вычисляют по формуле

$$m_2 = \frac{g \cdot m}{100}, \quad (\text{B.4})$$

где m – общая масса подготовленного сорбента, г.

В.1.2.5 ВМ наносят методом испарения (п. В.1.1.2).

В.1.3 Подготовка цеолитов

Цеолиты измельчают в ступке и отсеивают от 20 г до 30 г сорбента зернением от 0,250 мм до 0,315 мм. Выделенную фракцию цеолитов переносят в фарфоровую чашку и прокаливают в муфельной печи при температуре от 950 °С до 1000 °С в течение 3 ч, затем помещают в эксикатор, дают остыть, отсеивают от пыли и хранят в герметично закрытой светонепроницаемой ёмкости.

В.2 Подготовка насадочных колонок

В.2.1 Подготовку насадочных хроматографических колонок выполняют согласно руководству по эксплуатации хроматографа. Хроматографическую колонку длиной 6 м получают соединением двух или трех стандартных колонок, входящих в комплект хроматографа.

Чистую сухую колонку заполняют подготовленным сорбентом с помощью вакуум-насоса. Для этого один конец колонки закрывают тампоном из стекловолкна (стекловаты) и присоединяют к вакуум-насосу. К другому концу колонки подсоединяют воронку, через которую мелкими порциями при постукивании деревянной палочкой подают сорбент. Плотность набивки около 8 см³/м. После заполнения открытый конец колонки закрывают тампоном из стекловаты.

В.2.2 Колонку с *n*-гептадеканом (*n*-гексадеканом), нанесенным на диатомитовый кирпич, кондиционируют от 2 до 3 ч при температуре от 65°С до 70°С. Затем колонку охлаждают, подсоединяют выходной конец к детектору и проверяют герметичность газовой линии. Концы колонки должны входить соответственно в испаритель и детектор до упора.

При определении сероводорода в газах нефтепереработки через колонку предварительно пропускают газ, содержащий сероводород, любой концентрации до постоянной высоты пика сероводорода, для насыщения сорбента.

В.2.3 Колонку с сорбентом на основе оксида алюминия, обработанного ВМ, устанавливают в термостат хроматографа, подают газ-носитель и, не подсоединяя к детектору, кондиционируют 4 ч при температуре 60°С и 2 ч при температуре 70 °С.

В.2.4 Колонку с подготовленными по п. В.1.3 молекулярными ситам и кондиционируют в токе газа-носителя 3 ч при температуре от 65°С до 70°С, колонку с готовыми молекулярными ситами кондиционируют при следующих условиях:

– расход газа-носителя, см ³ /мин	30 – 35;
– начальная температура термостата, °С	50;
– скорость программирования температуры, °С/мин	5;
– время изотермы при 100°С, мин	30;
– время изотермы при 200°С, мин	30;
– время изотермы при 300°С, мин	240.

В.2.5 Колонку с Hayesep R кондиционируют в токе газа-носителя при следующих условиях:

– расход газа-носителя, см ³ /мин	20–30;
– начальная температура термостата, °С	50;
– скорость программирования температуры, °С/мин	5;
– время изотермы при 100°С, мин	30;
– время изотермы при 180°С, мин.	30;
– время изотермы при 230°С, мин	240.

В.2.6 Колонку с Hayesep N кондиционируют в токе газа-носителя при следующих условиях:

– расход газа-носителя, см ³ /мин	20–30;
– начальная температура термостата, °С	50;
– скорость программирования температуры, °С/мин	5;
– время изотермы при 100°С, мин	30;
– время изотермы при 160°С, мин.	240.

Примечание — При одновременном кондиционировании колонок в одном термостате хроматографа необходимо учитывать максимальную допустимую температуру каждой колонки:

- для колонки с Hayesep R 250°С;
- для колонки с Hayesep N 160°С;
- для колонки с оксидом алюминия и ВМ 70-90°С;
- для колонки с *n*-гептадеканом (*n*-гексадеканом) на диатомитовом носителе 70°С.

В.2.7 По окончании кондиционирования колонки охлаждают до комнатной температуры, подсоединяют выходные концы к детекторам и проверяют герметичность газовых линий.

Приложение Г (обязательное)

Определение относительных поправочных коэффициентов

Определение массовых (объёмных) относительных поправочных коэффициентов, обусловленных спецификой применяемой аналитической системы относительно измеряемых компонентов, проводят с использованием СО состава газа нефтегазопереработки. Массовая (объёмная) доля компонентов в СО должна соответствовать рабочему диапазону методики измерений. Требования к метрологическим характеристикам СО приведены в приложении А. Измерение поправочных коэффициентов выполняют в соответствии с условиями 9.2.

Для вычисления поправочного коэффициента проводят не менее трёх последовательных измерений СО в условиях выполнения измерений по данной методике и фиксируют значение площади пика для каждого i -го компонента.

Значение массового k_{wi} или объёмного k_{vi} поправочных коэффициентов относительно n -Бутана, принятого за компонент сравнения, вычисляют по формулам

$$k_{wi} = \frac{w_i A_B}{w_B A_i}, \quad \text{Г.1)}$$

$$k_{vi} = \frac{v_i A_B}{v_B A_i}, \quad \text{Г.2)}$$

где w_i – значение массовой доли i -го компонента, указанное в паспорте на СО, %;

A_B – значение площади пика n -Бутана, принятого за компонент сравнения, единицы площади;

w_B – значение массовой доли n -Бутана, указанное в паспорте на СО, %;

A_i – значение площади пика i -го компонента, единицы площади;

v_i – значение объёмной доли i -го компонента, указанное в паспорте на СО, %;

v_B – значение объёмной доли n -Бутана, указанное в паспорте на СО, %.

За результат определения k_{wi} и k_{vi} принимают среднее арифметическое значение трёх последовательных измерений коэффициента, если выполняются следующее условие приемлемости

$$k_{wi}^{max} - k_{wi}^{min} \leq 3,31\sigma, \quad (\text{Г.3})$$

где k_{wi}^{max} и k_{wi}^{min} – максимальное и минимальное значение из трёх последовательных результатов определений;

3,31 – коэффициент критического диапазона для трёх определений и доверительной вероятности при $P = 0,95$;

σ — стандартное отклонение, вычисляемое по формуле

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum (k_{wi} - \bar{k}_{wi})^2}{3}} \quad (\text{Г.4})$$

где \bar{k}_{wi} – среднее арифметическое значение поправочного коэффициента i -го компонента.

При измерении поправочного коэффициента в единицах объёмной доли алгоритм проверки приемлемости полученных результатов аналогичен.

Приложение Д (справочное)

Пересчёт объёмной доли компонента в массовую и мольную долю.

Значение объёмной доли \bar{v}_i , %, пересчитывают в значение массовой доли \bar{w}_i , %, по формуле

$$w_i = \frac{\bar{v}_i \cdot \rho_i}{\rho}, \quad (\text{Д.1})$$

где ρ_i – плотность i -го компонента при стандартных условиях измерений приведена в таблице Д.1, кг/м³.

Плотность не приведённых компонентов вычисляют по формуле

$$\rho_i = \frac{M_i}{22,4} \cdot \frac{2,695 \cdot P}{T}, \quad (\text{Д.2})$$

где P – абсолютное давление газа 101,3 кПа, (760 мм рт. ст.);

T – температура, 293,15 К (20,0 °С);

M_i – молярная масса i -го компонента приведена в таблице Д.1, г/моль;

ρ – плотность газа при стандартных условиях, кг/м³, определяемая по формуле Д.3, или с помощью пикнометров, или плотномеров любого типа, или по ГОСТ 31369.

Значение плотности газа ρ , кг/м³ вычисляют по формуле

$$\rho = 100 / \sum_{i=1}^n \frac{w_i}{\rho_i}, \quad (\text{Д.3})$$

где n – число компонентов газа.

Значение объёмной доли \bar{v}_i , %, пересчитывают в значение мольной доли x_i , %, по формуле

$$x_i = \frac{\frac{\bar{v}_i}{z_i}}{\sum \left[\frac{\bar{v}_i}{z_i} \right]}, \quad (\text{Д.4})$$

где Z_i – коэффициент сжимаемости i -го компонента при стандартных условиях измерений, приведен в таблице Д.1.

Таблица Д.1 — Значения молярных масс, плотностей и коэффициентов сжимаемости компонентов газа нефтепереработки

Наименование компонентов	Молярная масса, г/моль*	Плотность при 20 °С, кг/м ³	Коэффициент сжимаемости при 20 °С
Метан	16,043	0,6682	0,9981
Этан	30,070	1,2601	0,9920
Этен	28,054	1,1733	0,9940
Этин (ацетилен)	26,038	1,0900	0,9930
Пропан	44,097	1,8641	0,9834
Пропен	42,081	1,7760	0,9850
Изобутан	58,123	2,4880	0,9710
<i>n</i> -Бутан	58,123	2,4960	0,9682
<i>n</i> -Бутен-1	56,108	3,3290	0,9720
Изобутен-1	56,108	3,3290	0,9720
<i>транс</i> -Бутен-2	56,108	3,3290	0,9690
<i>цис</i> -Бутен-2	56,108	3,3290	0,9690
Бутадиен-1,3	54,09	2,2560	0,9730
Изопентан	72,150	3,1470	0,9530
<i>n</i> -Пентан	72,150	3,174	0,9710
Пентен-1	70,134	2,9170	0,9520
3-метилбутен-1	70,134	2,9170	0,9520
2-метилбутен-1	70,134	2,917	0,9520
<i>n</i> -Гексан	86,177	3,8980	0,9190
Азот	28,0135	1,1649	0,9997
Кислород	31,9988	1,3312	0,9993
Диоксид углерода	44,010	1,8393	0,0047
Моноксид углерода	28,010	1,1649	0,9996
Сероводород	34,082	1,4311	0,9900

*Значения молярных масс углеводородов приведены по данным ГОСТ 31369—2008 (ИСО 6976:1995) «Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава».

Приложение Е (справочное)

Пересчёт концентраций

1. Химические формулы и значения молярных масс ССС.

Химические формулы и значения молярных масс ССС приведены в таблице Е.1.

Таблица Е.1 – Химические формулы и значения молярных масс ССС

Компоненты	Эмпирическая формула	Молярная масса M_i , г/моль
Сероводород	H ₂ S	34,1
Метилмеркаптан	CH ₄ S	48,1
Этилмеркаптан	C ₂ H ₆ S	62,1
изо-Пропилмеркаптан	C ₃ H ₈ S	76,2
трет-Бутилмеркаптан	C ₄ H ₁₀ S	90,2
н-Пропилмеркаптан	C ₃ H ₈ S	76,1
втор-Бутилмеркаптан	C ₄ H ₁₀ S	90,2
изо-Бутилмеркаптан	C ₄ H ₁₀ S	90,2
н-Бутилмеркаптан	C ₄ H ₁₀ S	90,2

2. Пересчёт массовой концентрации (массовой, объёмной доли) индивидуальных ССС в массовую концентрацию (массовую, объёмную долю) элементарной серы.

Массовую концентрацию (массовую, объёмную долю) элементарной серы индивидуальных ССС g_{Si}^e (w_{Si}^e , v_{Si}^e) вычисляют по формуле

$$g_{sij}^e = g_{ij}^e \cdot K_i, \quad (\text{E.1})$$

$$w_{sij}^e = w_{ij}^e \cdot K_i, \quad (\text{E.2})$$

$$v_{sij}^e = v_{ij}^e \cdot K_i, \quad (\text{E.3})$$

где w_{ij}^e – массовая доля i -го ССС, %;

v_{ij}^e – объёмная доля i -го ССС, %;

K_i – коэффициент пересчёта массовой концентрации i -го ССС в СО, мг/м³ (массовой, объёмной доли i -го ССС, %) в элементарную серу, вычисляют по формуле

$$K_i = \frac{32,07 \cdot \gamma_i}{M_i}, \quad (\text{E.4})$$

где 32,07 – молярная масса атома серы, г/моль;

γ_i – число атомов серы i -го ССС;

M_i – молярная масса i -го ССС, г/моль.

3. Пересчёт значения объёмной доли ССС в массовую

Пересчёт значений объёмной доли ССС в массовую производят по формуле Д.1 (приложение Д).

БИБЛИОГРАФИЯ

- [1] РМГ 61 Государственная система обеспечения единства измерений. Показатели точности, правильности, прецизионности методик количественного химического анализа. Методы оценки
- [2] РМГ 76 Государственная система обеспечения единства измерений. Внутренний контроль качества результатов количественного химического анализа

Примечание — При пользовании настоящим документом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если ссылочный стандарт заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться заменяющим (измененным) стандартом. Если ссылочный стандарт отменён без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

МКС 75.160.30

Б 19 ОКСТУ 0209

Ключевые слова: газы нефтепереработки, газы газопереработки, метод определения компонентного состава, газовая хроматография
