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

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

ГОСТ 34895— 2022 (ISO 14532:2014)

ГАЗ ПРИРОДНЫЙ

Качество. Термины и определения

(ISO 14532:2014, Natural gas — Vocabulary, MOD)

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2022

gost.e-ecolog.ru

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 ПОДГОТОВЛЕН Межгосударственным техническим комитетом по стандартизации МТК 52 «Природный и сжиженные газы» на основе собственного перевода на русский язык англоязычной версии стандарта, указанного в пункте 5

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

3 ПРИНЯТ Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 30 сентября 2022 г. № 154-П)

За принятие проголосовали:

Краткое наименование страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Код страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Сокращенное наименование национального органа по стандартизации
Беларусь	BY	Госстандарт Республики Беларусь
Киргизия	KG	Кыргызстандарт
Россия	RU	Росстандарт
Узбекистан	UZ	Узстандарт

4 Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 10 октября 2022 г. № 1085-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 34895—2022 (ISO 14532:2014) введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 января 2023 г.

5 Настоящий стандарт является модифицированным по отношению к международному стандарту ISO 14532:2014 «Газ природный. Словарь» («Natural gas — Vocabulary», MOD) путем изменения отдельных фраз (слов, ссылок), включения и изменения ряда терминологических статей, которые выделены в тексте курсивом, исключения ряда терминологических статей, не применяющихся в межгосударственной стандартизации в области природного газа, а также путем изменения его структуры для приведения в соответствие с правилами, установленными в ГОСТ 1.5 (подразделы 4.2 и 4.3).

Наименование настоящего стандарта изменено относительно наименования указанного международного стандарта для приведения в соответствие с ГОСТ 1.5 (подраздел 3.6).

Сопоставление структуры настоящего стандарта со структурой примененного в нем международного стандарта приведено в дополнительном приложении ДА

6 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

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»

© ISO, 2014
© Оформление. ФГБУ «РСТ», 2022



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

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 2
Алфавитный указатель терминов на русском языке 20
Алфавитный указатель эквивалентов терминов на английском языке 26
Приложение ДА (справочное) Сопоставление структуры настоящего стандарта со структурой примененного в нем международного стандарта 32

Введение

Установленные в стандарте термины расположены в систематизированном порядке, отражающем систему понятий в области качества природного газа.

Для каждого понятия установлен один стандартизованный термин.

Заключенная в круглые скобки часть термина может быть опущена при использовании термина в документах по стандартизации, при этом не входящая в круглые скобки часть термина образует его краткую форму.

Не рекомендуемые к применению термины-синонимы приведены в круглых скобках после стандартизованного термина и обозначены пометой «Нрк» (3.7.3.3, 3.11.10).

В алфавитном указателе данные термины приведены отдельно с указанием номера статьи.

Приведенные определения можно при необходимости изменить, вводя в них произвольные признаки, раскрывая значения используемых в них терминов, указывая объекты, входящие в объем определяемого понятия. Изменения не должны нарушать объем и содержание понятий, определенных в настоящем стандарте.

В стандарте приведен алфавитный указатель терминов на русском языке, а также алфавитный указатель на английском языке с указанием номера статьи.

Стандартизованные термины набраны полужирным шрифтом, их краткие формы, в том числе представленные аббревиатурой, — светлым.

Поправка к ГОСТ 34895—2022 (ISO 14532:2014) Газ природный. Качество. Термины и определения

В каком месте	Напечатано	Должно быть
Предисловие. Таблица согласования	—	Азербайджан | AZ | Азстандарт

(ИУС № 9 2023 г.)

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

ГАЗ ПРИРОДНЫЙ

Качество.
Термины и определения

Natural gas. Quality. Terms and definitions

Дата введения — 2023—01—01

1 Область применения

Настоящий стандарт устанавливает термины, определения, обозначения и сокращения, используемые в области качества природного газа.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие межгосударственные стандарты:

ГОСТ 31371.3 (ИСО 6974-3:2000) Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 3. Определение водорода, гелия, кислорода, азота, диоксида углерода и углеводородов до C_8 с использованием двух насадочных колонок

ГОСТ 31371.4 (ИСО 6974-4:2000) Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 4. Определение азота, диоксида углерода и углеводородов C_1—C_5 и C_{6+} в лаборатории и с помощью встроенной измерительной системы с использованием двух колонок

ГОСТ 31371.5 (ISO 6974-5:2014) Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 5. Определение азота, диоксида углерода и углеводородов C_1—C_5 и C_{6+} изотермическим методом

ГОСТ 31371.6 (ИСО 6974-6:2002) Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 6. Определение водорода, гелия, кислорода, азота, диоксида углерода и углеводородов C_1—C_8 с использованием трех капиллярных колонок

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

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и классификаторов на официальном интернет-сайте Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации (gost.e-ecolog.ru по указателям национальных стандартов, издаваемым в государствах, указанных в предисловии, или на официальных сайтах соответствующих национальных 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 дана 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.

Издание официальное

3 Термины и определения

3.1 Общие положения

3.1.1 **природный (*горючий*) газ** (natural gas): *Газообразная смесь, добытая из всех видов месторождений (залежей) углеводородного сырья, состоящая преимущественно из метана и содержащая более тяжелые углеводороды, азот, диоксид углерода, водяные пары, серосодержащие соединения, инертные газы, а также следовые количества других компонентов.*

3.1.2 ***природный газ, подготовленный к транспортированию по магистральным газопроводам*** *(natural gas, prepared for transportation by main gas pipelines): Природный газ, прошедший технологические операции для обеспечения его безопасного транспортирования по магистральным газопроводам.*

3.1.3 ***природный газ промышленного назначения*** *(natural gas for industrial applications): Природный газ, используемый в качестве сырья и/или топлива на промышленных объектах.*

Примечание — К данному виду природного газа относится в том числе природный газ, используемый в качестве топлива в котельных, снабженных системами сигнализации загазованности и аварийными запорными устройствами, расположенными в промышленных зонах вне границ коммунально-бытовых объектов и жилых зон.

3.1.4 ***природный газ коммунально-бытового назначения*** *(natural gas for domestic applications): Природный газ, используемый в качестве топлива на объектах коммунально-бытовой сферы.*

3.1.5 ***компримированный природный газ;*** *КПГ (compressed natural gas, CNG): Природный газ, прошедший специальную подготовку для использования в качестве топлива для двигателей внутреннего сгорания.*

Примечания

1 КПГ получают из природного газа, транспортируемого по магистральным или распределительным газопроводам, путем осушки и компримирования, а также из регазифицированного сжиженного природного газа.

2 Принятым в мировой практике англоязычным синонимом понятия «компримированный природный газ; КПГ» является «compressed natural gas CNG».

3.1.6 ***сжиженный природный газ;*** *СПГ (liquefied natural gas, LNG): Природный газ, переведенный после специальной подготовки в жидкое состояние с целью его транспортирования, хранения или использования.*

Примечание — Принятым в мировой практике англоязычным синонимом понятия «сжиженный природный газ; СПГ» является «liquefied natural gas LNG».

3.1.7 ***регазификация сжиженного природного газа*** *(liquefied natural gas regasification): Процесс преобразования сжиженного природного газа из жидкого состояния в газообразное.*

3.1.8 **качество (природного газа)** (gas quality): Соответствие значений физико-химических показателей природного газа установленным требованиям и нормам.

3.1.9 ***показатель качества (природного газа)*** *(quality attribute): Компонент, ряд компонентов или физико-химическое свойство природного газа, необходимость определения, а также нормы содержания или численное значение которого устанавливают в технических условиях или спецификациях на данный вид природного газа.*

Примечание — Под рядом компонентов природного газа понимают несколько компонентов, объединенных по какому-либо признаку или качеству, например по числу атомов углерода, групповому составу и т. п., и в зависимости от принципа их объединения такую совокупность называют группой, фракцией, суммой, суммарным псевдокомпонентом и т. д.

3.2 Методы измерений

3.2.1 Общие понятия

3.2.1.1 **прямое измерение** (direct measurement): Измерение, при котором искомое значение величины получают непосредственно от средства измерений.

3.2.1.2 **косвенное измерение** (indirect measurement): Измерение, при котором искомое значение величины определяют на основании результатов прямых измерений других величин, функционально связанных с искомой величиной.

3.2.1.3 **нижнее значение диапазона измерений** (lower range value): Наименьшее значение измеряемой величины, которое измерительная система или средство измерений способны измерить.

3.2.1.4 **верхнее значение диапазона измерений** (upper range value): Наибольшее значение измеряемой величины, которое измерительная система или средство измерений способны измерить.

3.2.1.5 **амплитуда измерений** (span): Алгебраическая разница между верхним и нижним значениями диапазона измерений.

***3.2.2* Специфические методы**

3.2.2.1 **хроматографический метод** (gas chromatographic method): *Метод определения содержания компонентов природного газа, основанный на измерении уровня выходного сигнала детектора хроматографа, зависящего от содержания каждого компонента, после предварительного разделения компонентов на хроматографической колонке.*

Примечание — Хроматографический метод анализа, при выполнении которого подвижная фаза находится в газовом состоянии, называют методом газовой хроматографии.

3.2.2.2 **потенциометрический метод** (potentiometric method): Метод определения содержания компонентов природного газа, основанный на зависимости электродвижущей силы электрохимической (потенциометрической) ячейки от концентрации компонентов в анализируемом растворе.

3.2.2.3 **потенциометрическое титрование** (potentiometric titration): Метод титрования, в котором количество израсходованного титранта в реакции абсорбированных компонентов природного газа с титрантом пропорционально концентрации компонентов в природном газе и конечная точка реакции определяются изменением потенциала внутри титровальной ячейки.

Примечание — Результаты титрования представляют в виде графика зависимости потенциала, измеренного на индикаторных электродах, от объема раствора титранта, израсходованного на титрование.

3.2.2.4 ***йодометрический метод*** *(iodometric method): Метод определения содержания компонентов природного газа, основанный на реакциях окисления-восстановления с участием йода.*

3.2.2.5 ***фотоколориметрический метод*** *(photocolorimetric method): Метод определения содержания компонентов природного газа, основанный на измерении оптической плотности окрашенных растворов.*

3.2.2.6 ***метод ультрафиолетовой флуоресценции*** *(ultraviolet fluorescence method): Метод определения содержания компонентов природного газа, основанный на измерении интенсивности флуоресценции молекул компонентов, предварительно переведенных в возбужденное состояние воздействием ультрафиолетового излучения.*

3.2.2.7 ***окислительно-микрокулонометрический метод*** *(oxidative microcoulometry method): Метод определения содержания компонентов природного газа, основанный на их окислении и измерении величины тока генерации йода, вступающего в реакцию с продуктами окисления.*

3.2.2.8 ***масс-спектрометрический метод*** *(mass-spectrometric method): Метод анализа, основанный на ионизации компонентов природного газа и разделении образующихся ионов в соответствии с их массовыми числами — отношениями массы к заряду.*

Примечание — Масс-спектрометрический метод применяют для определения углеводородного состава природного газа, а также содержания в нем диоксида углерода и сернистых соединений.

3.2.2.9 ***калориметрический метод*** *(calorimetric method): Метод определения удельной теплоты сгорания природного газа, основанный на измерении температуры воды в калориметрическом сосуде до и после полного сгорания в калориметрической бомбе установленного количества газа.*

3.2.2.10 ***конденсационный метод*** *(dew point method): Метод определения температуры точки росы природного газа по воде или углеводородам, основанный на измерении температуры начала конденсации паров воды или углеводородов на контактирующей с газовой пробой конденсационной поверхности гигрометра или анализатора температуры точки росы по углеводородам в процессе ее охлаждения.*

Примечания

1 Температуру точки росы природного газа по воде также можно определить как среднее арифметическое температур начала конденсации и испарения воды или как температуру, при которой на конденсационной поверхности поддерживается пленка водного конденсата определенной толщины.

2 Под конденсационной поверхностью (зеркалом) конденсационного гигрометра или анализатора температуры точки росы по углеводородам (ТТРув) подразумевается поверхность чувствительного элемента, снабженная средством измерения температуры, имеющая возможность подогрева и охлаждения с регулируемой скоростью, на которой происходит конденсация, испарение или поддержание определенного количества конденсированной фазы.

3.2.2.11 ***абсорбционно-спектроскопический метод*** *(absorption-spectroscopic method): Метод определения массовой концентрации водяных паров в природном газе, основанный на измерении величины поглощения молекулами воды энергии лазерного излучения со специфической частотой, проходящего через слой газовой пробы фиксированной толщины.*

3.2.2.12 ***диэлькометрический метод*** *(dielcometric method): Метод определения массовой концентрации водяных паров в природном газе, основанный на измерении электрической емкости конденсатора, который состоит из двух проводников, разделенных диэлектриком-сорбентом, поглощающим молекулы воды из газовой пробы.*

3.2.2.13 ***интерференционный метод*** *(interferometric method): Метод определения массовой концентрации водяных паров в природном газе, основанный на измерении смещения интерференционного минимума инфракрасного луча, который проходит через слой полимера-сорбента, поглощающего молекулы воды из газовой пробы.*

3.2.2.14 ***электролитический метод*** *(electrolytic method): Метод определения массовой концентрации водяных паров в природном газе, основанный на измерении количества электричества, необходимого для электролитического разложения полифосфорных кислот, которые образуются в процессе поглощения молекул воды из газовой пробы установленного объема пленкой оксида фосфора (V).*

3.2.2.15 ***пьезоэлектрический метод*** *(piezoelectric method): Метод определения массовой концентрации водяных паров в природном газе, основанный на измерении частоты колебаний кристалла кварца, на поверхность которого нанесен сорбент, селективно поглощающий молекулы воды из газовой пробы.*

3.2.2.16 ***метод Карла Фишера*** *(Karl Fischer method): Метод количественного селективного определения воды в различных веществах и материалах, основанный на химической реакции окисления диоксида серы йодом, необратимо протекающей только в присутствии воды и в специфической среде — реактиве Карла Фишера.*

3.2.2.17 ***титриметрический метод Карла Фишера*** *(Karl Fischer titration method): Метод Карла Фишера, в котором массу воды в исследуемом образце определяют по установленной величине объема, используемого для титрования реактива Карла Фишера, затраченного в процессе измерения.*

3.2.2.18 ***кулонометрический метод Карла Фишера*** *(Karl Fischer coulometric method): Метод Карла Фишера, в котором массу воды в исследуемом образце определяют по установленному количеству электричества, затраченного на генерацию йода в процессе измерения.*

3.2.2.19 ***пикнометрический метод*** *(pycnometric method): Метод определения плотности газа, основанный на вычислении разности масс пикнометра с исследуемым газом и газом сравнения с известной плотностью.*

3.2.2.20 ***электрохимический метод*** *(electrochemical method): Метод определения содержания компонентов природного газа, основанный на измерении электрического тока, который вырабатывается при реакциях окисления-восстановления с участием этих компонентов на электродах электрохимической ячейки к и оторый прямо пропорционален содержанию компонентов.*

Примечание — Электрохимическая ячейка представляет собой устройство для преобразования потенциала окислительно-восстановительной химической реакции, протекающей с участием компонентов природного газа, в аналитический сигнал.

3.2.2.21 ***метод атомно-абсорбционной спектрометрии;*** *метод ААС (atomic absorption spectrometry method, AAS method): Метод определения ртути и других элементов в природном газе, основанный на анализе их атомных спектров поглощения энергии электромагнитного излучения со специфической частотой, проходящего через слой газовой пробы фиксированной толщины.*

3.3 Отбор проб

3.3.1 Методы отбора проб

3.3.1.1 ***отбор пробы*** *(sampling): Процедура получения представительной пробы природного газа, выполняемая в соответствии с требованиями соответствующего документа по стандартизации.*

3.3.1.2 **прямой отбор пробы** (direct sampling): Отбор пробы природного газа при наличии прямого соединения между точкой отбора пробы и средством измерений.

3.3.1.3 **косвенный отбор пробы** (indirect sampling): Отбор пробы природного газа при отсутствии прямого соединения между точкой отбора пробы и средством измерений.

Примечание — Косвенный отбор пробы заключается в отборе пробы природного газа в пробоотборник.

3.3.1.4 ***накопительный отбор проб*** *(incremental sampling): Отбор серии последовательных точечных проб или непрерывный отбор пробы природного газа в течение заданного интервала времени в определенном месте отбора проб для получения объединенной пробы.*

3.3.1.5 ***накопительный отбор проб, пропорциональный расходу*** *(flow proportional incremental sampling): Накопительный отбор проб, при котором скорость накопления пробы пропорциональна расходу исследуемого природного газа в газопроводе, емкости или аппарате, из которого отбирают пробу.*

3.3.1.6 ***непрерывный отбор проб сжиженного природного газа*** *(continuous sampling of liquefied natural gas): Постоянный отбор проб из потока сжиженного природного газа с последующей его регазификацией и накоплением в газгольдере для получения объединенной пробы регазифицированного сжиженного природного газа.*

3.3.1.7 ***периодический отбор проб сжиженного природного газа*** *(intermittent sampling of liquefied natural gas): Отбор точечных проб из потока предварительно регазифицированного сжиженного природного газа с равномерными интервалами времени или из равных объемов потока.*

3.3.1.8 **представительная проба** (representative sample): Проба, имеющая компонентный состав и физико-химические свойства, идентичные составу и свойствам отбираемого природного газа, если последний считают полностью однородным.

3.3.1.9 ***объединенная проба*** *(composite sample): Проба природного газа, формируемая из серии точечных проб или отбираемая непрерывно в течение заданного интервала времени в определенном месте отбора проб, характеризующая свойства партии (или иного фиксированного объема) природного газа.*

3.3.1.10 **точечная проба** (spot sample): Проба природного газа определенного объема, отобранная единовременно в определенном месте отбора проб.

3.3.1.11 **точка отбора пробы** (sampling point): Точка в газопроводе, аппарате или емкости, в которой может быть отобрана представительная проба природного газа.

3.3.1.12 **место отбора пробы** (sampling place): Объект, в пределах которого располагается точка отбора пробы природного газа и имеется возможность свободного доступа персонала и подключения пробоотборной системы.

3.3.1.13 ***линейный прибор*** *(in-line instrument): Прибор, чувствительный элемент которого установлен внутри газопровода, аппарата или емкости, проводящий измерения при условиях, существующих в указанных объектах.*

3.3.1.14 ***потоковый прибор*** *(on-line instrument): Прибор, стационарно расположенный в непосредственной близости от постоянной точки отбора пробы исследуемого газа, предназначенный для выполнения непрерывных измерений в автоматическом режиме.*

3.3.1.15 ***переносной прибор*** *(portable instrument): Прибор, предназначенный для выполнения периодических измерений в различных точках отбора проб исследуемого газа.*

3.3.1.16 ***лабораторный прибор*** *(laboratory instrument): Прибор, установленный и предназначенный для выполнения измерений в помещении лаборатории.*

3.3.2 Устройства для отбора проб

3.3.2.1 ***пробоотборная система*** *(sampling system): Совокупность устройств, используемых для передачи представительной пробы природного газа из точки отбора пробы в средство измерений или пробоотборник.*

Примечание — В состав пробоотборной системы входят пробоотборное устройство и пробоотборная линия.

3.3.2.2 ***пробоотборное устройство*** *(sampling device): Приспособление, используемое для передачи представительной пробы природного газа из точки отбора пробы в пробоотборную линию.*

Примечание — В состав пробоотборного устройства входят, как правило, пробоотборный зонд, запорный вентиль или шаровой кран, а также при необходимости могут быть использованы отдельные элементы системы пробоподготовки.

3.3.2.3 **пробоотборный зонд** (sample probe): Приспособление, введенное в полость газопровода, аппарата или емкости для отбора представительной пробы природного газа.

3.3.2.4 **пробоотборник** (sample container): Сосуд для отбора, транспортирования и хранения представительной пробы природного газа.

3.3.2.5 **пробоотборник с подвижным поршнем** (floating piston cylinder): Пробоотборник, в котором имеется движущийся поршень, отделяющий пробу природного газа от буферного газа, при этом давление по обе стороны поршня одинаковое.

Примечание — В качестве буферного газа можно использовать инертные газы или азот.

3.3.2.6 **накопительный пробоотборник** (incremental sampler): Пробоотборник, накапливающий серию точечных проб в одной объединенной пробе.

3.3.2.7 ***накопительный пробоотборник, пропорциональный расходу*** *(flow proportional incremental sampler): Пробоотборник, собирающий серию точечных проб в течение некоторого времени, причем точечные пробы отбирают таким образом, чтобы обеспечить пропорциональность объема каждой точечной пробы объему проходящего потока исследуемого газа за время отбора этой пробы.*

Примечание — Обычно пропорциональность объема пробы объему проходящего потока исследуемого газа достигают варьированием частоты отбора проб с постоянным объемом точечной пробы.

3.3.2.8 **пробоотборная линия** (sample line): Приспособление, предназначенное для передачи пробы природного газа от пробоотборного устройства в средство измерений или пробоотборник.

Примечание — В состав пробоотборной линии входят соединительные трубки, система пробоподготовки, а также вся необходимая арматура и вспомогательные средства измерений.

3.3.2.9 ***система пробоподготовки*** *(sample conditioning system): Совокупность приспособлений, используемых для придания пробе природного газа качеств, необходимых для корректного измерения его компонентного состава и физико-химических свойств без нарушения представительности отобранной пробы.*

Примечание — В состав системы пробоподготовки входят, как правило, фильтры очистки от механических примесей, сернистых соединений, воды, гликолей (если они не являются целевым компонентом) и других нежелательных примесей, а также, при необходимости, системы редуцирования и/или подогрева газа и т. п.

3.3.2.10 **горячая петля** (hot loop): Конфигурация пробоотборной системы, в которой проба возвращается в газопровод.

Примечание — Конструкция петли требует перепада давлений между точкой отбора пробы и выходом для того, чтобы обеспечить постоянную и устойчивую скорость потока исследуемого природного газа через пробоотборное оборудование внутри петли.

3.3.2.11 **линия сброса** (vent line): Элемент пробоотборной системы, которая перенаправляет часть газовой пробы от анализатора/прибора или пробоотборника.

Примечание — Скорость потока и/или падение давления на открытом конце линии сброса необходимо контролировать во избежание конденсации компонентов исследуемого природного газа вследствие его охлаждения.

3.3.2.12 **быстрая петля** (fast loop): Пробоотборная система, отбирающая из потока большее количество газа, чем необходимо для проведения анализа, с целью уменьшения времени пребывания.

3.3.3 **Устройства предварительной подготовки пробы**

3.3.3.1 **конденсатор** (condenser): Устройство для преобразования конденсируемых компонентов природного газа (водяных паров, спиртов или высших углеводородов), находящихся в газовой фазе, в жидкую фазу путем охлаждения.

3.3.3.2 **газожидкостный сепаратор** (liquid separator): Устройство в пробоотборной линии, используемое для отделения присутствующей в потоке газа жидкой фазы.

3.3.3.3 **редуктор** (pressure reducer): Устройство, используемое для снижения давления в пробоотборной линии непосредственно после места его установки.

Примечание — Редуктор обладает способностью поддерживать постоянное выходное давление независимо от входного давления или скорости потока в пределах параметров работы, установленных в его эксплуатационной документации.

3.3.3.4 **регулируемый сбросной клапан** (back-pressure regulator): Устройство, поддерживающее заданное давление в системе путем сброса газа в систему с низким давлением (обычно в атмосферу).

Примечание — Сбросной клапан поддерживает постоянное выходное давление вне зависимости от изменения скорости потока и входного давления исследуемого газа.

3.3.3.5 ***нагреватель*** *(heating device): Устройство, обеспечивающее поддержание температуры газовой пробы, равной температуре газопровода или более высокой, и тем самым предотвращающее конденсацию и сорбцию низколетучих и полярных компонентов природного газа, что позволяет увеличить точность их определения при анализе исследуемого газа.*

Примечание — Нагревательные элементы можно устанавливать на пробоотборном устройстве или на пробоотборной линии. В некоторых случаях также требуется нагрев пробоотборника. Особое значение нагрев пробы исследуемого газа имеет в том случае, когда она охлаждается из-за эффекта дросселирования.

3.3.3.6 ***поглотитель тяжелых углеводородов барботажного типа*** *(барботер) [bubbling type heavy hydrocarbons absorber (bubbler)]: Приспособление, обеспечивающее одноступенчатый контакт пробы природного газа, очищаемого от паров тяжелых углеводородов, и углеводородного (например, трансформаторного) масла пропусканием диспергированного до состояния мелких пузырьков очищаемого газа через слой масла.*

3.3.3.7 ***поглотитель тяжелых углеводородов проточного типа*** *(абсорбер) [flow type heavy hydrocarbon absorber (absorber)]: Приспособление, обеспечивающее многоступенчатый контакт пробы природного газа, очищаемого от паров тяжелых углеводородов, и углеводородного масла в процессе массообмена между противоположно движущимися потоками очищаемого газа и масла, диспергированного до состояния тонкой пленки.*

3.3.4 **Другие определения**

3.3.4.1 **время пребывания** (residence time): Время, в течение которого проба исследуемого газа проходит через пробоотборную систему.

3.3.4.2 **время продувки** (purging time): *Период времени, в течение которого пробоотборная система продувается пробой исследуемого газа и необходимый для доставки представительной пробы в средство измерений или пробоотборник.*

3.4 **Аналитические системы**

3.4.1 **измерительная система** (measuring system): Полный набор средств измерений и оборудования, необходимого для выполнения конкретного измерения.

Примечание — Измерительная система, как правило, включает в себя линию передачи и блок ввода пробы, блок разделения и/или подготовки пробы, детектор и систему обработки данных.

3.4.2 **блок ввода пробы** (introduction unit): Устройство для ввода постоянного или измеренного количества вещества, подлежащего анализу, в анализатор.

Примечания

1 Газохроматографические анализаторы используют относительные, а не абсолютные измерения. Введение равных количеств градуировочной смеси и образца позволяет количественно измерить компоненты пробы природного газа.

2 При анализе газа блоком ввода часто является многоходовой кран, в котором фиксированный объем градуировочной смеси или газовой пробы сначала изолируется, а затем за счет действия клапана вводится в анализатор.

3 Для того чтобы вводить в анализатор равные молярные количества веществ, необходимо контролировать давление и температуру в блоке ввода.

3.4.3 **газовый хроматограф** (gas chromatograph): Устройство, физически разделяющее компоненты газовой смеси методом газовой хроматографии (путем последовательных актов сорбции/десорб-

ции компонентов на сорбенте хроматографической колонки) и измеряющее их индивидуально детектором, сигнал которого затем обрабатывается.

Примечания

1 Хроматограф состоит из следующих основных частей: блок ввода, блок разделения и детектор. Блок разделения состоит из одной или нескольких хроматографических колонок, через которые проходит газ-носитель и в которые вводят пробы газа. При определенных и контролируемых условиях работы компоненты могут быть качественно идентифицированы по их времени удерживания и количественно измерены при сравнении отклика детектора с откликом того же компонента в градуировочной смеси.

2 При анализе газа перечень компонентов и различия в их свойствах могут быть столь значительными, что необходимо использовать несколько блоков разделения. Такие разделительные блоки при необходимости могут быть объединены в едином блоке разделения или хроматографе.

3 Газовый хроматограф с программированием температуры — это хроматограф, колонки которого устанавливают в термостат, обеспечивающий контролируемое и воспроизводимое изменение температуры во время анализа.

3.4.4 **газ-носитель** (carrier gas): Чистый газ, используемый в методе газовой хроматографии для элюирования газовой пробы через блок разделения хроматографа с целью последующего анализа.

Примечание — Типичными газами-носителями являются гелий, аргон, водород и азот.

3.4.5 **вспомогательные газы** (auxiliary gases): Газы, необходимые для работы детектора, например водород и воздух для пламенных детекторов.

3.4.6 **хемилюминесцентный детектор;** ХЛД (chemiluminescence detector, CD): Детектор, использующий химические реакции, в ходе которых молекулы испускают характеристическое световое излучение, которое измеряется фотоумножителем и связанными с ним электронными устройствами.

Примечание — Хемилюминесцентный детектор используют для определения ограниченного ряда компонентов природного газа, содержащих определенные химические элементы, например азот (N) и серу (S).

3.4.7 **электрохимический детектор;** ЭХД (electrochemical detector, ED): Детектор, состоящий из электрохимической ячейки, которая дает отклик на определенные вещества, содержащиеся в газе-носителе, элюированном из колонки.

Примечание — Электрохимические процессы могут представлять собой окисление, восстановление или изменение проводимости. Детектирование может быть очень специфичным в зависимости от используемых электрохимических процессов.

3.4.8 **пламенно-ионизационный детектор;** ПИД (flame ionization detector, FID): Детектор, в котором углеводороды сгорают в водородно-воздушном пламени, а образующиеся ионы создают электрический ток между двумя электродами.

Примечание — Пламенно-ионизационный детектор используют в газовой хроматографии, главным образом для определения углеводородных компонентов.

3.4.9 **детектор по теплопроводности;** ДТП (thermal conductivity detector, TCD): Детектор, измеряющий разницу в теплопроводности между двумя потоками газа (анализируемого и сравнения), когда проба (смесь газов) проходит через канал для пробы.

Примечания

1 ДТП представляет собой двухканальный детектор, требующий потока чистого газа-носителя через канал сравнения. ДТП использует дифференциальный метод измерения, когда теплопроводность чистого газа-носителя сравнивают с теплопроводностью компонентов, выходящих из разделительного блока. Изменение сопротивления в канале пробы при прохождении образца создает несбалансированный сигнал, на основе которого ведется детектирование. Детектор дает отклик на все компоненты, кроме газа-носителя, и такой контроль является неразрушающим.

2 В качестве газа-носителя рекомендуется использовать гелий, кроме тех случаев, когда данный элемент подлежит определению. При необходимости определения гелия (а также водорода) в качестве газа-носителя следует применять аргон.

3.4.10 **пламенно-фотометрический детектор;** ПФД (flame photometric detector, FPD): Детектор, использующий эффект термической эмиссии атомов в кислородно-водородном пламени, при этом индивидуальные элементы испускают характеристическое излучение определенной длины волны, которое измеряется фотоумножителем.

Примечание — Пламенно-фотометрический детектор используют в газовой хроматографии преимущественно для детектирования компонентов, содержащих определенные химические элементы, например фосфор (P) и серу (S).

3.5 Анализ

3.5.1 Градуировка и контроль качества

3.5.1.1 **градуировка** (calibration): Процедура, устанавливающая на первом этапе при определенных условиях соотношение между величиной (с известной неопределенностью), указанной в паспорте применяемого стандартного образца, и показаниями (с соответствующей неопределенностью) средства измерений, а на втором этапе использующая это соотношение для установления зависимости результата измерений от показаний средства измерений.

Примечание — Градуировка может быть представлена выражением, градуировочной функцией, градуировочной диаграммой, градуировочной кривой или градуировочной таблицей. В некоторых случаях она содержит аддитивный или мультипликативный коэффициент коррекции к показаниям со связанной неопределенностью измерений.

3.5.1.2 **настройка средства измерений** (adjustment of measuring instrument): Операция приведения средства измерений в пригодное к использованию состояние.

Примечание — Настройка может быть автоматической, полуавтоматической или ручной.

3.5.1.3 **пересчет объема** (volumetric conversion): Вычисление объема природного газа при стандартных условиях исходя из объема при других условиях.

3.5.1.4 **поправка** (correction): Значение величины, вводимое в показание с целью исключения систематической погрешности.

Примечание — Поправка равна установленной систематической погрешности, взятой с обратным знаком.

3.5.1.5 **коэффициент поправки** (correction factor): Числовой коэффициент, на который следует умножить нескорректированный результат измерений для компенсации установленной систематической погрешности.

3.5.1.6 **интервал градуировки** (calibration interval): Период времени между градуировками, в течение которого метрологические характеристики аналитической системы считают неизменными.

3.5.1.7 **рабочий диапазон** (working range): Диапазон параметров, для которых найдена градуировочная функция и подтверждена ее достоверность.

3.5.1.8 **расширенный рабочий диапазон** (extended working range): Диапазон параметров, для которых найдена корреляция, однако находящийся вне диапазона, для которого достоверность градуировочной функции подтверждена.

3.5.1.9 **градуировка по одной точке** (single-point calibration): *Установление градуировочной или аналитической функции с использованием единственной градуировочной точки.*

Примечания

1 В этом типе градуировки отклик анализатора на измеряемый компонент природного газа для всего рабочего диапазона прямо пропорционален концентрации компонента.

2 Отклик в этом случае можно назвать «линейный от начала». График отклика анализатора в зависимости от концентрации компонента является прямой линией, проходящей через координаты (0,0). В таких обстоятельствах приемлемо использование единственной градуировочной смеси с концентрацией компонента, укладывающейся в рабочий диапазон (диапазон градуировки по одной точке), так как отношение отклика к концентрации остается постоянным во всех точках.

3 Когда более сложную функцию отклика, например полином второго или третьего порядка, определяют путем использования нескольких градуировочных смесей и если установлено, что коэффициенты этого полинома связаны постоянным соотношением, то для частого (например, ежедневного) внесения поправок во все элементы функции можно использовать градуировку по одной точке.

3.5.1.10 **ограничивание** (bracketing): Метод, принципиально заключающийся в том, чтобы как можно больше сузить интервал, на котором градуировочная функция принимается линейной.

Примечание — Метод заключается в подборе величины двух значений для стандартных образцов (СО) к неизвестной измеряемой величине настолько близко, насколько это возможно.

3.5.1.11 **многоточечная градуировка** (multi-point calibration): Установление градуировочной функции путем использования нескольких (более чем двух) градуировочных точек, определяющих диапазон, в котором, как ожидается, будут находиться значения измеряемой величины.

Примечания

1 В многоточечной (называемой также многоуровневой) градуировке кривые отклика детектора определяют для каждого компонента в диапазоне измерений с использованием ряда стандартных газовых смесей.

2 Для определения кривых отклика необходимо для каждого компонента получить результаты нескольких уровней концентрации. Число требуемых уровней концентрации зависит от степени (порядка) полинома (кривой отклика), который выполняет роль подгоночной функции. Для полинома первого порядка необходимое минимальное количество уровней концентрации равно трем, для второго порядка — пяти, для третьего порядка — семи. В большинстве случаев степень подгоночной функции (полинома) заранее неизвестна; при этом рекомендуется провести анализ как минимум при семи концентрациях, чтобы можно было подогнать с высокой точностью коэффициенты кривой третьего порядка. Когда порядок кривой известен, можно использовать соответствующее количество уровней концентрации. Для порядка полинома, равного единице, эти концентрации следует разнести по рабочему интервалу на равные дистанции. Низший уровень концентрации должен находиться немного ниже нижнего значения рабочего диапазона, а наивысший уровень концентрации — немного выше верхнего значения рабочего диапазона.

3.6 Анализ природного газа

3.6.1 Общие понятия

3.6.1.1 ***молярная доля (компонента природного газа)*** *(molar fraction): Отношение количества молей компонента природного газа к общему количеству молей всех компонентов, содержащихся в природном газе.*

Примечания

1 Молярные доли не зависят от давления и температуры природного газа.

2 Сумма молей всех компонентов природного газа равна общему количеству молей природного газа.

3 Молярные доли компонентов природного газа принято указывать в процентах. Процентное содержание вычисляют путем умножения значения доли на 100 %.

3.6.1.2 ***массовая доля (компонента природного газа)*** *(mass fraction): Отношение массы компонента природного газа к сумме масс всех компонентов, содержащихся в природном газе.*

Примечания

1 Массовые доли не зависят от давления и температуры природного газа.

2 Сумма масс всех компонентов природного газа равна общей массе природного газа.

3 Массовые доли компонентов природного газа принято указывать в процентах. Процентное содержание вычисляют путем умножения значения доли на 100 %.

3.6.1.3 ***объемная доля (компонента природного газа)*** *(volume fraction): Отношение объема компонента природного газа к сумме объемов индивидуальных компонентов природного газа при стандартных условиях измерений.*

Примечания

1 Для реального природного газа сумма индивидуальных объемов всех его компонентов в общем случае не равна объему газа, так как смешение различных компонентов, как правило, приводит к изменению сил молекулярного взаимодействия, что, в свою очередь, вызывает изменение результирующего объема.

2 Объемные доли компонентов природного газа принято указывать в процентах. Процентное содержание вычисляют путем умножения значения доли на 100 %.

3.6.1.4 ***массовая концентрация (компонента природного газа)*** *(mass concentration): Масса компонента в единице объема природного газа при стандартных условиях измерений.*

3.6.1.5 ***компонентный состав (природного газа)*** *(component composition): Совокупность компонентов и/или групп компонентов и их количественное содержание в природном газе.*

3.6.1.6 **прямое измерение компонентов *(природного газа)*** (direct measurement of components): Измерение, при котором отдельные компоненты и/или группы компонентов природного газа определяют путем сравнения с идентичными компонентами в стандартном образце (СО).

Примечание — Допускается при проведении прямых измерений использовать СО с идентичными компонентами.

3.6.1.7 **косвенное измерение компонентов *(природного газа)*** (indirect measurement of components): Измерение, при котором отдельные компоненты и/или группы компонентов природного газа, не присутствующие в стандартном образце, определяют с использованием относительных коэффициентов чувствительности, установленных ранее по стандартному образцу (СО).

Примечание — Допускается при проведении косвенных измерений использовать СО с неполным компонентным составом и значения относительных коэффициентов чувствительности, установленных по СО с полным компонентным составом, имеющих запас по точности не менее двух по сравнению с СО, используемыми для градуировки хроматографа.

3.6.1.8 ***исходное значение молярной доли*** *(initial value of molar fraction): Значение молярной доли каждого компонента природного газа до применения процедуры корректировки с целью приведения суммы значений молярной доли компонентов к единице (или к 100 %).*

Примечание — Процесс корректировки суммы значений молярной доли компонентов природного газа к единице осуществляют путем нормализации или определения содержания метана по разности.

3.6.1.9 ***откорректированное значение молярной доли*** *(corrected value of molar fraction): Значение молярной доли каждого компонента природного газа после применения процедуры корректировки с целью приведения суммы значений молярной доли компонентов к единице (или к 100 %).*

Примечание — Процесс корректировки суммы значений молярной доли компонентов природного газа к единице осуществляют путем нормализации или определения содержания метана по разности.

***3.6.2* Анализируемые компоненты природного газа**

3.6.2.1 **основной компонент** (main component): Компонент, содержание которого существенно влияет на физико-химические свойства природного газа.

Примечание — Основные компоненты природного газа, как правило, включают в себя азот, диоксид углерода и насыщенные углеводороды от метана до пентана.

3.6.2.2 **второстепенный компонент** (minor component): Компонент, содержание которого не влияет существенно на физико-химические свойства природного газа.

Примечание — Второстепенные компоненты обычно включают в себя гелий, водород, аргон и кислород.

3.6.2.3 **следовые компоненты** (trace components): Компоненты, присутствующие в природном газе в предельно малых концентрациях.

Примечание — Следовые компоненты обычно включают в себя углеводороды или группы углеводородов с числом атомов углерода выше пяти, сернистые компоненты, метанол, гликоли, ртуть.

3.6.2.4 **группа компонентов** (group of components): Компоненты природного газа, определяемые совместно единым пиком или объединяемые после их раздельного измерения, так как определение их содержания по отдельности нецелесообразно.

Примечания

1 Для оценки свойств природного газа используют свойства группы, а не ее индивидуальные составляющие.

2 Содержание группы компонентов можно оценить с использованием специальных хроматографических процедур, таких как обратная продувка, или специальных приемов обработки данных, например: путем интегрирования последовательности компонентов таким образом, как если бы они были одним компонентом.

3 Когда ряд углеводородов идентифицируют и количественно определяют как одну или несколько групп, возможны следующие варианты:

- группа охватывает все компоненты начиная с самого легкого (например, обозначение C_{6+} указывает на вхождение в эту группу всех углеводородов с числом атомов углерода от шести и выше);
- выделяют отдельные группы для каждого компонента с данным числом атомов углерода (например, группы C_6, C_7 и т. д.).

3.6.2.5 **прочие компоненты** (other components): Компоненты газовой пробы, которые не определяют посредством рутинного газохроматографического анализа и/или которые считают присутствующими с постоянным содержанием (условно постоянными).

Примечание — Под рутинным газохроматографическим анализом подразумевают методы, установленные в *ГОСТ 31371.3, ГОСТ 31371.4, ГОСТ 31371.5, ГОСТ 31371.6, ГОСТ 31371.7*.

3.6.2.6 **сравнительный компонент** (reference component): Компонент аттестованной эталонной газовой смеси, который используют при градуировке хроматографа для компонентов пробы, отсутствующих в смеси.

Примечание — Например, если аттестованная эталонная газовая смесь содержит углеводороды до и включая *н*-бутан, но не пентаны или более тяжелые углеводороды, то тогда *н*-бутан, содержащийся в смеси, можно использовать как сравнительный компонент для количественного определения пентанов и более тяжелых компонентов в пробе природного газа. Градуировочная функция, построенная по сравнительному компоненту, должна быть описана полиномом первого порядка с нулевым свободным членом, т. е. должна представлять собой прямую линию, проходящую через начало координат.

3.6.2.7 ***бридж-компонент*** *(bridge component): Компонент, выбранный для согласования/объединения («бриджинга») результатов измерений содержания компонентов, полученных в ходе различных ступеней анализа природного газа.*

Примечание — Различие ступеней анализа может быть обусловлено применением двух или более вводов пробы и/или использованием двух или более детекторов.

3.6.3 **Микрокомпоненты природного газа**

3.6.3.1 **(алкил)меркаптаны** (alkyl mercaptan): Сераорганические соединения с общей формулой R-SH (где R — алкильная группа, SH — *тиольная группа*), присутствующие в природном газе изначально или добавляемые к нему в качестве одоранта.

Примечания

1 Меркаптаны классифицируют как первичные, вторичные и третичные согласно тому, как присоединена алкильная группа к SH-группе (в первичной, вторичной или третичной позиции соответственно). В первичной алкильной группе один атом углерода присоединен к углеродному атому, присоединенному к SH-группе, или не присоединено ни одного [например, метилмеркаптан CH_3-SH, этилмеркаптан CH_3CH_2-SH). Во вторичной алкильной группе к данному атому углерода присоединены два атома углерода [например, изопропилмеркаптан $(CH_3)_2$CH-SH]. В третичной алкильной группе к данному атому углерода присоединены три атома углерода [например, *трет*-бутилмеркаптан $(CH_3)_3$C-SH].

2 Меркаптаны — это сернистые аналоги алканолов (спиртов), в которых атом кислорода замещен атомом серы.

3.6.3.2 **(алкил)сульфиды** (alkyl sulfide): Сераорганические соединения с общей формулой R-S-R' (где R и R' — алкильные группы), присутствующие в природном газе изначально или добавляемые к нему в качестве одоранта.

Примечания

1 В симметричных сульфидах алкильные группы одинаковые (R = R'), например диэтилсульфид C_2H_5-S-C_2H_5, а в асимметричных — различные (R ≠ R'), например метилэтилсульфид CH_3-S-C_2H_5.

2 Сульфиды — это сернистые аналоги простых эфиров, в которых атом кислорода замещен атомом серы.

3.6.3.3 **(алкил)дисульфиды** (alkyl disulfide): Сераорганические соединения с общей формулой R-S-S-R', где R и R' — алкильные группы.

Примечания

1 В симметричных дисульфидах алкильные группы одинаковые (R = R'), например диметилдисульфид CH_3-S-S-CH_3, а в асимметричных дисульфидах — различные (R ≠ R'), например метилэтилдисульфид CH_3-S-S-C_2H_5.

2 Дисульфиды образуются в результате окисления меркаптанов. Интенсивность их запаха недостаточна для того, чтобы их можно было использовать в качестве одорантов.

3 Дисульфиды — это сернистые аналоги органических пероксидов, в которых атомы кислорода замещены атомами серы.

3.6.3.4 **карбонилсульфид** (carbonyl sulfide): Серосодержащее соединение с формулой COS, как правило присутствующее в природном газе.

Примечание — При определенных условиях карбонилсульфид может образовываться из сероводорода или превращаться в него.

3.6.3.5 **циклосульфиды** [cyclic sulphide (thioether)]: Циклические органические серосодержащие вещества с одним атомом серы, который включен в насыщенное углеводородное кольцо.

Примечание — К циклосульфидам, например, относят тетрагидротиофен C_4H_8S, который используют в качестве одоранта природного газа.

3.6.3.6 **сероводород H_2S** (hydrogen sulphide, H_2S): Токсичный бесцветный газ с запахом, похожим на запах тухлых яиц.

3.6.3.7 **меркаптановая сера** (mercaptan sulfur): *Сера, содержащаяся в природном газе в форме меркаптанов.*

3.6.3.8 **общая сера** (total sulfur): Сера, содержащаяся во всех сернистых соединениях, присутствующих в природном газе.

Примечание — Природный газ, как правило, содержит следующие сернистые соединения: сероводород, карбонилсульфид, а также такие сераорганические соединения, как меркаптаны, сульфиды, дисульфиды, тетрагидротиофен, тиофен и его алкилзамещенные гомологи.

3.6.3.9 **гликоли** (glycols): Жидкие двухосновные спирты с общей формулой (CH_2OH-CH_2-O-(CH_2-CH_2-O-)$_X$H, где x = 0,1,2…n), используемые в качестве *антигидратного реагента и осушителя.*

3.6.3.10 ***метанол*** *(methanol): Легкий, летучий, легковоспламеняющийся, ядовитый, жидкий при обычных условиях спирт с химической формулой CH_3OH, используемый в качестве антигидратного реагента.*

3.6.4 **Отклик**

3.6.4.1 **отклик** (response): Выходной сигнал измерительной системы на каждый определяемый компонент в виде площади или высоты пика хроматограммы.

3.6.4.2 **коэффициент чувствительности** (response factor): Отношение молярной доли компонента в стандартном образце к отклику на этот компонент.

3.6.4.3 **относительный коэффициент чувствительности** (relative response factor): Отношение молярной доли *i*-го компонента к молярной доле сравнительного компонента, при котором отклики детектора одинаковые.

Примечания

1 Относительные коэффициенты чувствительности для пламенно-ионизационного детектора вычисляют как отношение числа атомов углерода сравнительного компонента к числу атомов углерода компонента газовой пробы.

2 Относительные коэффициенты чувствительности для детекторов по теплопроводности определяют экспериментально.

3.6.4.4 **функция отклика** (response function): Функциональная зависимость между откликом прибора и содержанием компонента.

Примечание — Функция отклика может быть выражена двумя различными способами — как функция градуировки или как аналитическая функция, в зависимости от выбора зависимой и независимой переменных.

3.6.4.5 ***функция градуировки*** *(calibration function): Зависимость, описывающая отклик прибора как функцию содержания компонента.*

3.6.4.6 ***аналитическая функция*** *(analysis function): Зависимость, описывающая содержание компонента как функцию отклика прибора.*

3.6.5 **Нормализация**

3.6.5.1 **обычная нормализация** (conventional normalization): Нормализация, при которой сумма исходных значений молярной доли компонентов природного газа приведена к единице путем пропорциональной корректировки значений молярной доли всех определяемых компонентов.

3.6.5.2 **нормализация среднего** (mean normalization): Метод нормализации, при котором значения результатов повторных анализов для каждого компонента природного газа усредняют для формирования среднего значения из ряда; средние значения затем нормализуются.

3.6.5.3 ***пошаговая нормализация*** *(run-by-run normalization): Метод нормализации, при котором результаты каждого повторного анализа нормализуют независимо и затем вычисляют среднее значение этих нормализованных значений.*

3.6.5.4 **степень хроматографического разделения** (chromatographic resolution): Характеристика эффективности колонки, описывающая разделение двух соседних пиков.

Примечания

1 Разделение для двух выходящих компонентов *A* и *B* определяют как отношение удвоенной разности их времен удерживания, измеренных в максимуме их концентраций, к сумме ширины пиков, измеренных у их оснований (т. е. на уровне базовой линии). Ширину пика измеряют путем проведения касательных к кривой отклика на половине высоты пика и измерения расстояния между пересечениями этих двух касательных с базовой линией.

2 Базовая линия хроматограммы — линия, отображающая уровень сигнала детектора на хроматограмме, соответствующая нулевой концентрации анализируемых веществ в газе-носителе.

3.6.6 Градуировочные газовые смеси

3.6.6.1 **стандартный образец;** CO (reference material, RM): Материал или вещество, одно или несколько свойств которого достаточно однородны и должным образом установлены для того, чтобы его (их) можно было использовать для *градуировки* средств измерений, для оценки метода измерения или присвоения материалам неких величин.

Примечание — CO может быть в форме чистого газа или газовой смеси, жидкости или твердого тела.

3.6.6.2 **аттестованный стандартный образец;** ACO (certified reference material, CRM): *Стандартный образец, к которому прилагают сертификат и одно или несколько свойств которого аттестованы с использованием процедуры, устанавливающей прослеживаемость правильного определения единиц, в которых выражена данная величина, а также для каждого из аттестованных свойств которого приводят значение неопределенности с установленным уровнем достоверности.*

3.6.6.3 ***аттестованные эталонные газовые смеси*** *(certified reference gas mixtures): Газовые смеси, характеристики которых определены метрологической аттестованной методикой для одного или более конкретных свойств, сопровождаемые сертификатом, в котором приведены их значения с соответствующей неопределенностью и информация о метрологической прослеживаемости.*

3.6.6.4 **стандартная измерительная система** (reference measuring system): Измерительная система, для которой дополнительно указывают набор процедур, инструкции для операторов и параметры окружающей среды.

3.6.6.5 **рабочий эталон** (working standard): Аттестованная газовая смесь, которую обычно используют для рутинной градуировки и поверки средств измерений или измерительных систем.

3.7 Физико-химические свойства

3.7.1 Стандартные условия

3.7.1.1 ***стандартные условия определения*** *(standard reference conditions for determination): Установленные значения температуры и абсолютного давления, к которым приводят результаты измерений или вычислений объемного расхода, объема, плотности, относительной плотности, коэффициента сжимаемости, объемной теплоты сгорания, числа Воббе природного газа, а также значения объемной доли и массовой концентрации компонентов природного газа и содержащихся в нем примесей.*

Примечание — Стандартными условиями определения являются:
- *температура T_c = 293,15 K (t_c = 20,0 °C);*
- *абсолютное давление p_c = 101,325 кПа (p_c = 760 мм рт. ст.).*

3.7.1.2 ***стандартные условия сгорания*** *(standard reference combustion conditions): Установленные значения температуры и абсолютного давления, при которых происходит сгорание природного газа.*

Примечание — Стандартными условиями сгорания являются:
- *температура $T_{сг}$ = 298,15 K ($t_{сг}$ = 25,0 °C);*
- *абсолютное давление p_c = 101,325 кПа (p_c = 760 мм рт. ст.).*

3.7.1.3 **нормальные условия** (normal reference conditions): Условия давления, температуры и влажности (степени насыщения), равные 101,325 кПа и 273,15 K (0,0 °C) для газа в сухом состоянии.

3.7.1.4 **стандартные условия ISO** (ISO standard reference conditions): Стандартные условия давления, температуры и влажности (степени насыщения), равные 101,325 кПа и 288,15 K (15,0 °C) для газа в сухом состоянии.

3.7.2 Поведение идеального и реального газа

3.7.2.1 **идеальный газ** (ideal gas): Газ, который подчиняется закону идеального газа.

Примечание — Закон идеального газа можно записать в виде уравнения

$$p \cdot V^0 = R \cdot T, \qquad (1)$$

где p — абсолютное давление;

V^0 — объем, который занимает один моль идеального газа (молярный объем идеального газа);

R — универсальная газовая постоянная в когерентных производных единицах [R = 8,3144626 Дж/(моль · K)];

T — термодинамическая температура.

3.7.2.2 **реальный газ** (real gas): Газ, свойства которого не подчиняются закону идеального газа.

Примечание — Отклонение от идеальности можно записать в виде уравнения состояния

$$p \cdot V = Z(T, p) \cdot R \cdot T, \qquad (2)$$

где V — объем, который занимает один моль реального газа (молярный объем реального газа);

$Z(T, p)$ — переменная, часто близкая к единице и известная как коэффициент сжимаемости.

3.7.2.3 **коэффициент сжимаемости Z** (compression factor, Z): Отношение реального объема определенного количества природного газа при указанных значениях давления и температуры к его объему при тех же условиях, вычисленному по уравнению состояния идеального газа.

3.7.2.4 **плотность** (density): Масса единицы объема природного газа при определенных значениях давления и температуры.

3.7.2.5 **относительная плотность** (relative density): Отношение плотности природного газа к плотности сухого воздуха стандартного состава при определенных значениях давления и температуры.

3.7.3 **Горючие свойства**

3.7.3.1 **высшая теплота сгорания** (gross calorific value): Количество теплоты, которое может выделиться при полном сгорании в присутствии кислорода определенного количества природного газа таким образом, что давление p_1, при котором происходит реакция, остается постоянным, а все продукты сгорания принимают такую же температуру t_1, как и температура исходных реагентов, при этом все продукты реакции находятся в газообразном состоянии, за исключением воды, которая конденсируется в жидкость при температуре t_1.

Примечание — Если высшую теплоту сгорания вычисляют для количества природного газа, выраженного в единице молярной доли, ее обозначают как $(H_c)_G(t_1, p_1)$; если высшую теплоту сгорания вычисляют для количества газа, выраженного в единице массы, ее обозначают как $(H_m)_G(t_1, p_1)$. В том случае, если высшую теплоту сгорания вычисляют для количества природного газа, выраженного в единице объема, ее обозначают как $(H_v)_G(t_1, p_1; t_2, p_2)$, где t_2 и p_2 — (измеренные) стандартные условия для объема газа.

3.7.3.2 **низшая теплота сгорания** (net calorific value): Количество теплоты, которое может выделиться при полном сгорании в присутствии кислорода определенного количества природного газа таким образом, что давление p_1, при котором происходит реакция, остается постоянным, а все продукты сгорания принимают такую же температуру t_1, как и температура исходных реагентов, при этом все продукты реакции находятся в газообразном состоянии.

Примечание — Значения молярной, массовой и объемной низшей теплоты сгорания обозначают соответственно как $(H_c)_N(t_1, p_1)$, $(H_m)_N(t_1, p_1)$ и $(H_v)_N(t_1, p_1; t_2, p_2)$.

3.7.3.3 ***число Воббе*** *(Нрк. индекс Воббе) (Wobbe index): Отношение объемной теплоты сгорания природного газа при стандартных условиях к квадратному корню его относительной плотности при тех же стандартных условиях.*

Примечания

1 В зависимости от теплоты сгорания (высшей или низшей), используемой при вычислении, различают высшее или низшее число Воббе.

2 Число Воббе характеризует взаимозаменяемость горючих газов при сжигании в бытовых и промышленных горелочных устройствах (энергетических установках).

3.7.3.4 ***энергия*** *(energy): Произведение низшей объемной теплоты сгорания природного газа $(H_v)_N(t_1, p_1; t_2, p_2)$ и его объема $V(t_2, p_2)$, где t_1 и p_1 — стандартные условия сгорания, а t_2 и p_2 — стандартные условия измерений.*

3.7.4 **Температуры точки росы**

3.7.4.1 **температура точки росы по воде;** $ТТР_в$ (water dew point): Температура начала конденсации водяных паров в процессе изобарического охлаждения природного газа при определенном давлении.

Примечания

1 На практике фактически измеренное при помощи конденсационного гигрометра значение $ТТР_в$ природного газа всегда ниже значения его термодинамической (истинной) температуры точки росы и зависит от чувствительности измерительной системы и применяемого алгоритма конкретного средства измерений.

2 В состав образующейся на конденсационной поверхности (зеркале) гигрометра водной фазы входят вода, растворенные в ней компоненты природного газа и водорастворимые технологические реагенты, например метанол, гликоли и т. п.

3.7.4.2 **температура точки росы по углеводородам;** $ТТР_{ув}$ (hydrocarbon dew point, HCDP): Температура начала конденсации паров углеводородов в процессе изобарического охлаждения природного газа при определенном давлении.

Примечания

1 На практике значение $ТТР_{ув}$ природного газа всегда ниже значения его термодинамической (расчетной) температуры точки росы и зависит от чувствительности конкретного средства измерений.

2 В состав образующейся на конденсационной поверхности (зеркале) анализатора $ТТР_{ув}$ углеводородной фазы входят жидкие углеводородные компоненты природного газа, растворенные в ней газообразные компоненты природного газа, а также могут входить углеводородорастворимые технологические реагенты, например метанол, компрессорное масло и т. п.

3.7.4.3 **массовая концентрация водяных паров;** влагосодержание (mass concentration of water vapours): Масса водяных паров, содержащаяся в единице объема природного газа, приведенного к стандартным условиям.

3.7.4.4 **ретроградные явления** (retrograde phenomena): Процессы, заключающиеся в том, что при критических термодинамических условиях в процессе изотермического расширения или изобарического нагревания газообразной смеси образуется жидкость (изотермическая и изобарическая конденсации), а при изотермическом сжатии или изобарическом охлаждении — некоторое количество пара (изотермическое и изобарическое испарения).

Примечание — Ретроградные явления характерны для многокомпонентных смесей, таких как природный газ, и отражают неидеальность их фазовых свойств.

3.7.4.5 **потенциальное содержание жидких углеводородов;** ПСЖУ (potential hydrocarbon liquid content, PHLC): Масса углеводородной жидкости, конденсирующейся при определенных термобарических условиях из единицы объема природного газа, приведенного к стандартным условиям.

***3.7.5* Прочие физико-химические показатели**

3.7.5.1 ***метановое число*** *(methane number): Показатель, характеризующий детонационную стойкость газового моторного топлива, численно равный объемному процентному содержанию метана в смеси с водородом, при котором эта смесь эквивалентна по детонационной стойкости исследуемому топливу в стандартных условиях испытаний.*

***3.8* Взаимозаменяемость**

3.8.1 **взаимозаменяемость** (interchangeability): Мера того, насколько горючие свойства одного газа совместимы с горючими свойствами другого газа.

Примечание — Два газа называют взаимозаменяемыми, если один из них можно заменить на другой без отрицательных последствий для работы бытовых и промышленных горелочных устройств (энергетических установок).

3.8.2 **семейство газов** (gas family): Группа горючих газов со схожим поведением горения, взаимосвязанных друг с другом диапазоном чисел Воббе.

3.8.3 **газ сравнения** (reference gas): Газ, при подаче которого при соответствующем нормальном давлении энергетическая установка работает в номинальном режиме.

3.8.4 **предельный газ** (limit gas): Испытательный газ, представляющий предельные вариации характеристик газов, для которых сконструирована данная энергетическая установка.

3.8.5 **нормальное давление** (normal pressure): Давление, при котором энергетическая установка работает в номинальном режиме при подаче соответствующего газа сравнения.

3.8.6 **пробное давление** (test pressure): Давление газа, применяемое для проверки эксплуатационных характеристик энергетических установок, использующих горючие газы.

3.8.7 **проскок пламени** (flash back): Ситуация, при которой скорость распространения пламени превышает скорость подачи воздушно-газовой смеси, что приводит к возникновению ее горения до огневого канала горелки.

Примечание — Как правило, проскок приводит к затуханию пламени, а также может привести к повреждению горелки.

3.8.8 **отрыв пламени** (lifting): Ситуация, при которой скорость подачи воздушно-газовой смеси превышает скорость распространения пламени, что приводит к возникновению горения за огневым каналом горелки.

Примечание — Данная ситуация может приводить к погасанию пламени (срыву) или возникновению нестабильного горения и нехарактерных шумов.

3.8.9 **желтый язык пламени** (yellow tipping): Ситуация неполного сгорания природного газа на горелке, когда язык пламени окрашивается в желтый цвет.

Примечание — Данная ситуация может привести к возникновению нагара и обычно сопровождается избыточным выделением монооксида углерода.

3.9 Одоризация

3.9.1 **одорант** (odorant): Интенсивно пахнущее органическое вещество (или смесь веществ), добавленное(ая) в низкой концентрации к природному газу и способное(ая) придать газу стойкий, характерный и отличительный (как правило, неприятный) предупреждающий запах, позволяющий обнаруживать утечки газа при его концентрациях в воздухе ниже нижнего концентрационного предела воспламенения.

3.9.2 **одоризация** (odorization): Добавление одорантов, как правило, серосодержащих органических соединений с интенсивным характерным запахом, к природному газу с целью обнаружения утечек газа при его концентрациях в воздухе ниже нижнего концентрационного предела воспламенения.

Примечание — Природный газ, как правило, не имеет запаха. Для целей безопасности необходимо добавлять одорант в природный газ, подаваемый в системы газораспределения. В отдельных случаях возможна одоризация природного газа в магистральных газопроводах.

3.9.3 **восприятие запаха** (odour perception): Восприятие воздействия летучих веществ органом обоняния.

3.9.4 **характер запаха** (odour character): Тип ощущения запаха.

Примечание — Характер запаха является качественным параметром.

3.9.5 **интенсивность запаха** (odour intensity): Степень восприятия запаха; *качественная характеристика запаха, оцениваемая по пятибалльной шкале.*

3.9.6 ***органолептическая оценка*** *(sensory rating): Качественная оценка ответной реакции органа обоняния человека на запах.*

Примечание — Качественную оценку выражают с помощью словесных описаний, каждому из которых присваивают соответствующее число (балл).

3.9.7

предельный порог (terminal threshold): Минимальное значение интенсивного органолептического стимула, выше которого нельзя ощутить разницу в интенсивности.

Примечание — Термин «порог» всегда используют с квалифицирующим термином.

[ГОСТ ISO 5492—2014, статья 2.28]

3.9.8 **органолептическая усталость** (sensory fatigue): Форма органолептической адаптации, при которой имеет место снижение чувствительности органа чувств.

3.9.9 **сложение запахов** (addition of odours): Результирующая интенсивность запаха смеси пахучих компонентов, которая выше или ниже интенсивности запаха каждого компонента при таких же концентрациях, как и в смеси.

3.9.10 ***маскировка запаха*** *(masking of odour): Снижение интенсивности или изменение качества восприятия запаха из-за одновременного воздействия другого запаха.*

3.9.11 **порог обнаружения** (detection threshold): Концентрация одоранта, *при которой его наличие* обнаруживают 50 % населения с вероятностью 0,5 в условиях испытаний.

Примечание — Обнаружение запаха не означает, что он может быть идентифицирован.

***3.10* Термодинамические свойства**

3.10.1 **термодинамическое свойство** (thermodynamic property): *Характеристика природного газа или газовой смеси, которая описывает состояние данной системы на макроскопическом уровне и может быть вычислена с применением соответствующего уравнения состояния.*

Примечание — Термодинамические свойства природного газа, как правило, подразделяют на термические и калорические.

3.10.2 ***термическое свойство*** *(thermal property):* Характеристика природного газа или газовой смеси, которую можно вычислить по термическому уравнению состояния.

Примечание — К термическим свойствам, как правило, относят коэффициент сжимаемости и плотность.

3.10.3 **калорическое свойство** (caloric property): Характеристика природного газа или газовой смеси, которую можно вычислить по термическому уравнению состояния (*с привлечением данных об идеально-газовых значениях теплоемкости, энтальпии и энтропии*) или по калорическому (фундаментальному) уравнению состояния.

Примечание — К калорическим свойствам, как правило, относят внутреннюю энергию, энтальпию, энергию Гиббса, энергию Гельмгольца, энтропию, изохорную и изобарную теплоемкости, коэффициент Джоуля-Томсона, показатель адиабаты, скорость звука.

3.10.4 **уравнение состояния** (equation of state): Математическое выражение взаимосвязи между параметрами состояния газа или газовой смеси.

Примечание — Следует учитывать различия между двумя видами уравнения состояния, а именно: 1) термическим уравнением состояния, которое устанавливает взаимосвязь между такими параметрами состояния системы, как давление, температура и объем, занимаемый заданным количеством вещества; 2) калорическим (фундаментальным) уравнением состояния системы, которое устанавливает взаимосвязь между плотностью, температурой и свободной энергией Гельмгольца (или иным термодинамическим потенциалом данной системы).

3.10.5 **неидеальная составляющая свойства** (residual property): Составляющая термодинамического свойства, которая определяется неидеальным (реальным) поведением природного газа или газовой смеси, то есть представляет собой разницу между термодинамическим свойством реального газа или газовой смеси и идеально-газовой составляющей этого свойства природного газа или газовой смеси при аналогичных температуре и плотности.

3.10.6 ***летучесть*** *(fugacity): Термодинамическая величина, имеющая размерность давления, характеризующая изменение химического потенциала реального индивидуального вещества или компонента смеси при отклонении параметров состояния системы (давления, температуры, состава) от заданных стандартных значений.*

Примечания

1 Величина летучести позволяет применять термодинамические уравнения, выражающие зависимость химического потенциала идеального газа от температуры, давления и состава смеси, к реальному компоненту газовой смеси, если заменить в этих уравнениях парциальное давление на летучесть.

2 Для индивидуального вещества или компонента многофазной смеси, в которой не протекает химических реакций, равенство его летучестей в различных, динамически контактирующих между собой, фазах наряду с равенством температур и давлений характеризует состояние термодинамического равновесия.

3.10.7 ***коэффициент летучести*** *(fugacity coefficient): Безразмерная термодинамическая величина, численно равная отношению летучести индивидуального вещества или компонента смеси к давлению в системе при прочих равных условиях.*

3.11 Средства измерений и оборудование

3.11.1 ***конденсационный гигрометр*** *(dew point hygrometer): Гигрометр, в котором реализован визуальный и/или автоматический конденсационный метод измерений температуры точки росы по воде.*

3.11.2 ***визуальный конденсационный гигрометр*** *(visual dew point hygrometer): Конденсационный гигрометр, при выполнении измерений которым наличие или отсутствие водной фазы на его конденсационной поверхности фиксирует лицо, выполняющее измерение.*

3.11.3 ***автоматический конденсационный гигрометр*** *(automatic dew point hygrometer): Конденсационный гигрометр, при выполнении измерений которым наличие или отсутствие водной фазы на его конденсационной поверхности фиксируется автоматизированной оптической системой.*

Примечания

1 Оптическая система конденсационного гигрометра состоит из источника и приемника электромагнитного излучения, которое в зависимости от конкретной модели гигрометра может находиться в диапазоне от видимого до радиочастотного.

2 В некоторых типах автоматических конденсационных гигрометров предусмотрена дополнительная функция визуального контроля процесса образования водной фазы на конденсационной поверхности гигрометра.

3.11.4 ***конденсационный анализатор температуры точки росы по углеводородам*** *(hydrocarbon dew point analyzer): Средство измерений, в котором реализован визуальный и/или автоматический конденсационный методы определения температуры точки росы по углеводородам.*

3.11.5 ***визуальный конденсационный анализатор температуры точки росы по углеводородам*** *(visual hydrocarbon dew point analyzer): Конденсационный анализатор температуры точки росы по углеводородам, при измерении которых наличие углеводородной конденсированной фазы на конденсационной поверхности фиксирует лицо, выполняющее измерение.*

3.11.6 ***автоматический конденсационный анализатор температуры точки росы по углеводородам*** *(automatic hydrocarbon dew point analyzer): Конденсационный анализатор температуры точки росы по углеводородам, при измерении которых наличие углеводородной конденсированной фазы на его конденсационной поверхности фиксируется автоматизированной оптической системой.*

Примечания

1 Оптическая система конденсационного анализатора температуры точки росы по углеводородам состоит из источника и приемника электромагнитного излучения, которое в зависимости от модели анализатора может находиться в диапазоне от видимого до радиочастотного.

2 В некоторых типах автоматических конденсационных анализаторов температуры точки росы по углеводородам предусмотрена функция дополнительного визуального контроля процесса образования углеводородной конденсированной фазы на конденсационной поверхности.

3.11.7 ***титратор Карла Фишера*** *(Karl Fischer titrator): Средство измерений количества воды в различных веществах и материалах, реализующее метод Карла Фишера.*

3.11.8 ***автоматический титратор Карла Фишера*** *(automatic Karl Fischer titrator): Титратор, в котором момент окончания реакции (конечная точка титрования), а также объем подаваемого реактива Карла Фишера или количество генерируемого на аноде йода определяется автоматически.*

3.11.9 ***одориметр*** *(odorimeter): Техническое средство для создания газовоздушной смеси с определенным соотношением воздуха и исследуемых газов (природного газа или сжиженных углеводородных газов) с целью последующей органолептической оценки интенсивности ее запаха.*

3.11.10 ***калориметр сжигания с бомбой;*** *бомбовый калориметр (bomb calorimeter): Средство измерений удельной и объемной энергии (теплоты) сгорания твердых, жидких и газообразных топлив при постоянном объеме в калориметрической бомбе.*

Примечание — Представляет собой герметичный толстостенный стальной сосуд, в котором сжигают исследуемое вещество.

3.11.11 ***пикнометр*** *(pycnometer): Стеклянный сосуд специальной формы с установленной вместимостью, применяемый для определения плотности веществ, находящихся в газообразном, жидком или твердом состояниях.*

Алфавитный указатель терминов на русском языке

абсорбер *3.3.3.7*

алкилдисульфиды *3.6.3.3*

алкилмеркаптаны *3.6.3.1*

алкилсульфиды *3.6.3.2*

амплитуда измерений *3.2.1.5*

анализатор температуры точки росы по углеводородам конденсационный *3.11.4*

анализатор температуры точки росы по углеводородам конденсационный автоматический *3.11.6*

анализатор температуры точки росы по углеводородам конденсационный визуальный *3.11.5*

АСО *3.6.6.2*

барботер *3.3.3.6*

блок ввода пробы *3.4.2*

бридж-компонент *3.6.2.7*

взаимозаменяемость *3.8.1*

влагосодержание *3.7.4.3*

восприятие запаха *3.9.3*

время пребывания *3.3.4.1*

время продувки *3.3.4.2*

газ *горючий* природный *3.1.1*

газ идеальный *3.7.2.1*

газ-носитель *3.4.4*

газ предельный *3.8.4*

газ природный *3.1.1*

газ природный коммунально-бытового назначения *3.1.4*

газ природный компримированный *3.1.5*

газ природный промышленного назначения *3.1.3*

газ природный, подготовленный к транспортированию по магистральным газопроводам *3.1.2*

газ реальный *3.7.2.2*

газ сжиженный природный *3.1.6*

газ сравнения *3.8.3*

газы вспомогательные *3.4.5*

гигрометр конденсационный *3.11.1*

гигрометр конденсационный автоматический *3.11.3*

гигрометр конденсационный визуальный *3.11.2*

гликоли *3.6.3.9*

градуировка *3.5.1.1*

градуировка многоточечная *3.5.1.11*

градуировка по одной точке *3.5.1.9*

группа компонентов *3.6.2.4*

давление нормальное *3.8.5*

давление пробное *3.8.6*

детектор пламенно-ионизационный *3.4.8*

детектор пламенно-фотометрический	*3.4.10*
детектор по теплопроводности	*3.4.9*
детектор хемилюминесцентный	*3.4.6*
детектор электрохимический	*3.4.7*
диапазон рабочий	*3.5.1.7*
диапазон рабочий расширенный	*3.5.1.8*
дисульфиды	*3.6.3.3*
доля компонента природного газа массовая	*3.6.1.2*
доля компонента природного газа молярная	*3.6.1.1*
доля компонента природного газа объемная	*3.6.1.3*
доля массовая	*3.6.1.2*
доля молярная	*3.6.1.1*
доля объемная	*3.6.1.3*
ДТП	*3.4.9*
значение диапазона измерений верхнее	*3.2.1.4*
значение диапазона измерений нижнее	*3.2.1.3*
значение молярной доли исходное	*3.6.1.8*
значение молярной доли откорректированное	*3.6.1.9*
зонд пробоотборный	*3.3.2.3*
измерение компонентов косвенное	*3.6.1.7*
измерение компонентов *природного газа* косвенное	*3.6.1.7*
измерение компонентов *природного газа* прямое	*3.6.1.6*
измерение компонентов прямое	*3.6.1.6*
измерение косвенное	*3.2.1.2*
измерение прямое	*3.2.1.1*
индекс Воббе	*3.7.3.3*
интенсивность запаха	*3.9.5*
интервал градуировки	*3.5.1.6*
калориметр бомбовый	*3.11.10*
калориметр сжигания с бомбой	*3.11.10*
карбонилсульфид	*3.6.3.4*
качество	*3.1.8*
качество природного газа	*3.1.8*
клапан сбросной регулируемый	*3.3.3.4*
компонент второстепенный	*3.6.2.2*
компонент основной	*3.6.2.1*
компонент сравнительный	*3.6.2.6*
компоненты прочие	*3.6.2.5*
компоненты следовые	*3.6.2.3*
конденсатор	*3.3.3.1*
концентрация водяных паров массовая	*3.7.4.3*
концентрация компонента природного газа массовая	*3.6.1.4*

концентрация массовая *3.6.1.4*
коэффициент летучести *3.10.7*
коэффициент поправки *3.5.1.5*
коэффициент сжимаемости *3.7.2.3*
коэффициент чувствительности *3.6.4.2*
коэффициент чувствительности относительный *3.6.4.3*
КПГ *3.1.5*
летучесть *3.10.6*
линия пробоотборная *3.3.2.8*
линия сброса *3.3.2.11*
маскировка запаха *3.9.10*
меркаптаны *3.6.3.1*
место отбора пробы *3.3.1.12*
метанол *3.6.3.10*
метод ААС *3.2.2.21*
метод абсорбционно-спектроскопический *3.2.2.11*
метод атомно-абсорбционной спектрометрии *3.2.2.21*
метод диэлькометрический *3.2.2.12*
метод интерференционный *3.2.2.13*
метод йодометрический *3.2.2.4*
метод калориметрический *3.2.2.9*
метод Карла Фишера *3.2.2.16*
метод Карла Фишера кулонометрический *3.2.2.18*
метод Карла Фишера титриметрический *3.2.2.17*
метод конденсационный *3.2.2.10*
метод масс-спектрометрический *3.2.2.8*
метод окислительно-микрокулонометрический *3.2.2.7*
метод пикнометрический *3.2.2.19*
метод потенциометрический *3.2.2.2*
метод пьезоэлектрический *3.2.2.15*
метод ультрафиолетовой флуоресценции *3.2.2.6*
метод фотоколориметрический *3.2.2.5*
метод хроматографический *3.2.2.1*
метод электролитический *3.2.2.14*
метод электрохимический *3.2.2.20*
нагреватель *3.3.3.5*
настройка средства измерений *3.5.1.2*
нормализация обычная *3.6.5.1*
нормализация пошаговая *3.6.5.3*
нормализация среднего *3.6.5.2*
образец стандартный *3.6.6.1*
образец стандартный аттестованный *3.6.6.2*

ограничивание	*3.5.1.10*
одорант	*3.9.1*
одоризация	*3.9.2*
одориметр	*3.11.9*
отбор проб накопительный	*3.3.1.4*
отбор проб, пропорциональный расходу, накопительный	*3.3.1.5*
отбор проб сжиженного природного газа непрерывный	*3.3.1.6*
отбор проб сжиженного природного газа периодический	*3.3.1.7*
отбор пробы	*3.3.1.1*
отбор пробы косвенный	*3.3.1.3*
отбор пробы прямой	*3.3.1.2*
отклик	*3.6.4.1*
отрыв пламени	*3.8.8*
оценка органолептическая	*3.9.6*
пересчет объема	*3.5.1.3*
петля быстрая	*3.3.2.12*
петля горячая	*3.3.2.10*
ПИД	*3.4.8*
пикнометр	*3.11.11*
плотность	*3.7.2.4*
плотность относительная	*3.7.2.5*
поглотитель тяжелых углеводородов барботажного типа	*3.3.3.6*
поглотитель тяжелых углеводородов проточного типа	*3.3.3.7*
показатель качества	*3.1.9*
показатель качества природного газа	*3.1.9*
поправка	*3.5.1.4*
порог обнаружения	*3.9.11*
порог предельный	*3.9.7*
прибор лабораторный	*3.3.1.16*
прибор линейный	*3.3.1.13*
прибор переносной	*3.3.1.15*
прибор потоковый	*3.3.1.14*
проба объединенная	*3.3.1.9*
проба представительная	*3.3.1.8*
проба точечная	*3.3.1.10*
пробоотборник	*3.3.2.4*
пробоотборник накопительный	*3.3.2.6*
пробоотборник, пропорциональный расходу, накопительный	*3.3.2.7*
пробоотборник с подвижным поршнем	*3.3.2.5*
проскок пламени	*3.8.7*
ПСЖУ	*3.7.4.5*
ПФД	*3.4.10*

регазификикация сжиженного природного газа	*3.1.7*
редуктор	*3.3.3.3*
свойство калорическое	*3.10.3*
свойство термическое	*3.10.2*
свойство термодинамическое	*3.10.1*
семейство газов	*3.8.2*
сепаратор газожидкостный	*3.3.3.2*
сера меркаптановая	*3.6.3.7*
сера общая	*3.6.3.8*
сероводород	*3.6.3.6*
система измерительная	*3.4.1*
система измерительная стандартная	*3.6.6.4*
система пробоотборная	*3.3.2.1*
система пробоподготовки	*3.3.2.9*
сложение запахов	*3.9.9*
смеси газовые эталонные аттестованные	*3.6.6.3*
CO	*3.6.6.1*
содержание жидких углеводородов потенциальное	*3.7.4.5*
состав компонентный	*3.6.1.5*
состав природного газа компонентный	*3.6.1.5*
составляющая свойства неидеальная	*3.10.5*
СПГ	*3.1.6*
степень хроматографического разделения	*3.6.5.4*
сульфиды	*3.6.3.2*
температура точки росы по воде	*3.7.4.1*
температура точки росы по углеводородам	*3.7.4.2*
теплота сгорания высшая	*3.7.3.1*
теплота сгорания низшая	*3.7.3.2*
титратор Карла Фишера	*3.11.7*
титратор Карла Фишера автоматический	*3.11.8*
титрование потенциометрическое	*3.2.2.3*
точка отбора пробы	*3.3.1.11*
$ТТР_в$	*3.7.4.1*
$ТТР_{ув}$	*3.7.4.2*
уравнение состояния	*3.10.4*
условия ISO стандартные	*3.7.1.4*
условия нормальные	*3.7.1.3*
условия определения стандартные	*3.7.1.1*
условия сгорания стандартные	*3.7.1.2*
усталость органолептическая	*3.9.8*
устройство пробоотборное	*3.3.2.2*
функция аналитическая	*3.6.4.6*

функция градуировки *3.6.4.5*
функция отклика *3.6.4.4*
характер запаха *3.9.4*
ХЛД *3.4.6*
хроматограф газовый *3.4.3*
циклосульфиды *3.6.3.5*
число Воббе *3.7.3.3*
число метановое *3.7.5.1*
энергия *3.7.3.4*
эталон рабочий *3.6.6.5*
ЭХД *3.4.7*
явления ретроградные *3.7.4.4*
язык пламени желтый *3.8.9*
H_2S *3.6.3.6*
Z *3.7.2.3*

Алфавитный указатель эквивалентов терминов на английском языке

AAS method	*3.2.2.21*
absorber	*3.3.3.7*
absorption-spectroscopic method	*3.2.2.11*
addition of odours	*3.9.9*
adjustment of measuring instrument	*3.5.1.2*
alkyl disulfide	*3.6.3.3*
alkyl mercaptan	*3.6.3.1*
alkyl sulfide	*3.6.3.2*
analysis function	*3.6.4.6*
atomic absorption spectrometry method	*3.2.2.21*
automatic dew point hygrometer	*3.11.3*
automatic hydrocarbon dew point analyzer	*3.11.6*
automatic Karl Fischer titrator	*3.11.8*
auxiliary gases	*3.4.5*
back-pressure regulator	*3.3.3.4*
bomb calorimeter	*3.11.10*
bracketing	*3.5.1.10*
bridge component	*3.6.2.7*
bubbler	*3.3.3.6*
bubbling type heavy hydrocarbons absorber	*3.3.3.6*
calibration	*3.5.1.1*
calibration function	*3.6.4.5*
calibration interval	*3.5.1.6*
caloric property	*3.10.3*
calorimetric method	*3.2.2.9*
carbonyl sulfide	*3.6.3.4*
carrier gas	*3.4.4*
CD	*3.4.6*
certified reference gas mixtures	*3.6.6.3*
certified reference material	*3.6.6.2*
chemiluminescence detector	*3.4.6*
chromatographic resolution	*3.6.5.4*
CNG	*3.1.5*
component composition	*3.6.1.5*
composite sample	*3.3.1.9*
compressed natural gas	*3.1.5*
compression factor	*3.7.2.3*
condenser	*3.3.3.1*
continuous sampling of liquefied natural gas	*3.3.1.6*

conventional normalization	*3.6.5.1*
corrected value of molar fraction	*3.6.1.9*
correction	*3.5.1.4*
correction factor	*3.5.1.5*
CRM	*3.6.6.2*
cyclic sulphide	*3.6.3.5*
density	*3.7.2.4*
detection threshold	*3.9.11*
dew point hygrometer	*3.11.1*
dew point method	*3.2.2.10*
dielcometric method	*3.2.2.12*
direct measurement	*3.2.1.1*
direct measurement of components	*3.6.1.6*
direct sampling	*3.3.1.2*
ED	*3.4.7*
electrochemical detector	*3.4.7*
electrochemical method	*3.2.2.20*
electrolytic method	*3.2.2.14*
energy	*3.7.3.4*
equation of state	*3.10.4*
extended working range	*3.5.1.8*
fast loop	*3.3.2.12*
FID	*3.4.8*
flame ionization detector	*3.4.8*
flame photometric detector	*3.4.10*
flash back	*3.8.7*
floating piston cylinder	*3.3.2.5*
flow proportional incremental sampler	*3.3.2.7*
flow proportional incremental sampling	*3.3.1.5*
flow type heavy hydrocarbon absorber	*3.3.3.7*
FPD	*3.4.10*
fugacity	*3.10.6*
fugacity coefficient	*3.10.7*
gas chromatograph	*3.4.3*
gas family	*3.8.2*
gas quality	*3.1.8*
glycols	*3.6.3.9*
gross calorific value	*3.7.3.1*
group of components	*3.6.2.4*

H_2S	*3.6.3.6*
HCDP	*3.7.4.2*
heating device	*3.3.3.5*
hot loop	*3.3.2.10*
hydrocarbon dew point	*3.7.4.2*
hydrocarbon dew point analyzer	*3.11.4*
hydrogen sulphide	*3.6.3.6*
ideal gas	*3.7.2.1*
incremental sampler	*3.3.2.6*
incremental sampling	*3.3.1.4*
indirect measurement	*3.2.1.2*
indirect measurement of components	*3.6.1.7*
indirect sampling	*3.3.1.3*
initial value of molar fraction	*3.6.1.8*
in-line instrument	*3.3.1.13*
interchangeability	*3.8.1*
interferometric method	*3.2.2.13*
intermittent sampling of liquefied natural gas	*3.3.1.7*
introduction unit	*3.4.2*
iodometric method	*3.2.2.4*
ISO standard reference conditions	*3.7.1.4*
Karl Fischer coulometric method	*3.2.2.18*
Karl Fischer method	*3.2.2.16*
Karl Fischer titration method	*3.2.2.17*
Karl Fischer titrator	*3.11.7*
laboratory instrument	*3.3.1.16*
lifting	*3.8.8*
limit gas	*3.8.4*
liquefied natural gas	*3.1.6*
liquefied natural gas regasification	*3.1.7*
liquid separator	*3.3.3.2*
LNG	*3.1.6*
lower range value	*3.2.1.3*
main component	*3.6.2.1*
masking of odour	*3.9.10*
mass concentration	*3.6.1.4*
mass concentration of water vapours	*3.7.4.3*
mass fraction	*3.6.1.2*
mass-spectrometric method	*3.2.2.8*

mean normalization	*3.6.5.2*
measuring system	*3.4.1*
mercaptan sulfur	*3.6.3.7*
methane number	*3.7.5.1*
methanol	*3.6.3.10*
minor component	*3.6.2.2*
molar fraction	*3.6.1.1*
multi-point calibration	*3.5.1.11*
natural gas	*3.1.1*
natural gas for domestic applications	*3.1.4*
natural gas for industrial applications	*3.1.3*
natural gas, prepared for transportation by main gas pipelines	*3.1.2*
net calorific value	*3.7.3.2*
normal pressure	*3.8.5*
normal reference conditions	*3.7.1.3*
odorant	*3.9.1*
odorimeter	*3.11.9*
odorization	*3.9.2*
odour character	*3.9.4*
odour intensity	*3.9.5*
odour perception	*3.9.3*
on-line instrument	*3.3.1.14*
other components	*3.6.2.5*
oxidative microcoulometry method	*3.2.2.7*
PHLC	*3.7.4.5*
photocolorimetric method	*3.2.2.5*
piezoelectric method	*3.2.2.15*
portable instrument	*3.3.1.15*
potential hydrocarbon liquid content	*3.7.4.5*
potentiometric method	*3.2.2.2*
potentiometric titration	*3.2.2.3*
pressure reducer	*3.3.3.3*
purging time	*3.3.4.2*
pycnometer	*3.11.11*
pycnometric method	*3.2.2.19*
quality attribute	*3.1.9*
real gas	*3.7.2.2*
reference component	*3.6.2.6*
reference gas	*3.8.3*

reference material	*3.6.6.1*
reference measuring system	*3.6.6.4*
relative density	*3.7.2.5*
relative response factor	*3.6.4.3*
representative sample	*3.3.1.8*
residence time	*3.3.4.1*
residual property	*3.10.5*
response	*3.6.4.1*
response factor	*3.6.4.2*
response function	*3.6.4.4*
retrograde phenomena	*3.7.4.4*
RM	*3.6.6.1*
run-by-run normalization	*3.6.5.3*
sample conditioning system	*3.3.2.9*
sample container	*3.3.2.4*
sample line	*3.3.2.8*
sample probe	*3.3.2.3*
sampling	*3.3.1.1*
sampling device	*3.3.2.2*
sampling place	*3.3.1.12*
sampling point	*3.3.1.11*
sampling system	*3.3.2.1*
sensory fatigue	*3.9.8*
sensory rating	*3.9.6*
single-point calibration	*3.5.1.9*
span	*3.2.1.5*
spot sample	*3.3.1.10*
standard reference combustion conditions	*3.7.1.2*
standard reference conditions for determination	*3.7.1.1*
TCD	*3.4.9*
terminal threshold	*3.9.7*
test pressure	*3.8.6*
thermal conductivity detector	*3.4.9*
thermal property	*3.10.2*
thermodynamic property	*3.10.1*
thioether	*3.6.3.5*
total sulfur	*3.6.3.8*
trace components	*3.6.2.3*
ultraviolet fluorescence method	*3.2.2.6*

upper range value	*3.2.1.4*
vent line	*3.3.2.11*
visual dew point hygrometer	*3.11.2*
visual hydrocarbon dew point analyzer	*3.11.5*
volume fraction	*3.6.1.3*
volumetric conversion	*3.5.1.3*
water dew point	*3.7.4.1*
Wobbe index	*3.7.3.3*
working range	*3.5.1.7*
working standard	*3.6.6.5*
yellow tipping	*3.8.9*

Приложение ДА
(справочное)

Сопоставление структуры настоящего стандарта со структурой примененного в нем международного стандарта

Таблица ДА.1

Структура настоящего стандарта	Структура ISO 14532:2014
1 Область применения (1)	1 Область применения
2 Нормативные ссылки	—
3 Термины и определения (3)	2 Термины и определения
3.1 Общие положения	2.1 Общие положения
3.2 Методы измерений	2.2 Методы измерения
3.3 Отбор проб	2.3 Отбор проб
3.4 Аналитические системы	2.4 Аналитические системы
3.5 Анализ	2.5 Анализ
3.6 Анализ природного газа	2.6 Физические и химические свойства
3.7 Физико-химические свойства	2.7 Взаимозаменяемость
3.8 Взаимозаменяемость	2.8 Одорирование
3.9 Одоризация	2.9 Термодинамические свойства
3.10 Термодинамические свойства	—
3.11 Средства измерений	—
*	Приложение А (информативное) Подстрочные индексы, обозначения и единицы
Алфавитный указатель терминов на русском языке	Приложение В (информативное) Алфавитный указатель
Алфавитный указатель эквивалентов терминов на английском языке	—
—	Библиография
* Данный раздел исключен, так как его положения размещены в других разделах настоящего стандарта.	

УДК 662.767:544.031:006.354 МКС 75.060 MOD

Ключевые слова: природный газ, качество, термины, определения

Редактор *Л.С. Зимилова*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *М.И. Першина*
Компьютерная верстка *А.Н. Золотаревой*

Сдано в набор 13.10.2022. Подписано в печать 10.11.2022. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 4,65. Уч.-изд. л. 3,95.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении в ФГБУ «РСТ» для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

Поправка к ГОСТ 34895—2022 (ISO 14532:2014) Газ природный. Качество. Термины и определения

В каком месте	Напечатано	Должно быть
Предисловие. Таблица согласования	—	Азербайджан | AZ | Азстандарт

(ИУС № 9 2023 г.)

gost.e-ecolog.ru