



МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ
СТАНДАРТ

ГОСТ
XXXXX–202_
(ISO 14532:2014)
(проект, RU)

ГАЗ ПРИРОДНЫЙ
Качество. Термины и определения

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

Настоящий проект стандарта не подлежит применению до его утверждения

Предисловие

Цели, основные принципы и общие правила проведения работ по межгосударственной стандартизации установлены в ГОСТ 1.0 «Межгосударственная система стандартизации. Основные положения» и в 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 ТК 052 «Природный и сжиженные газы» на основе аутентичного перевода на русский язык англоязычной версии стандарта, указанного в пункте 4

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

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

За принятие стандарта проголосовали:

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

4 Настоящий стандарт является модифицированным по отношению к указанному международному стандарту ISO 14532:2014 «Газ природный. Словарь» (“Natural gas — Vocabulary”, MOD) путем:

- включения и изменения ряда терминологических статей, которые выделены в тексте курсивом;

- исключения ряда терминологических статей, не применяющихся в межгосударственной стандартизации в области природного газа.

- включения дополнительного подраздела 3.10 «Средства измерений», отсутствующего в международном стандарте.

Сведения о соответствии ссылочных межгосударственных стандартов международным стандартам, использованным в качестве ссылочных в примененном международном стандарте, приведены в дополнительном приложении ДА.

5 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»

©ФГБУ «РСТ», оформление, 202_



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.....
2	Нормативные ссылки.....
3	Термины и определения.....
3.1	Общие понятия.....
3.2	Методы измерений.....
3.3	Отбор проб.....
3.4	Аналитические системы.....
3.5	Анализ
3.6	Анализ природного газа.....
3.7	Физико-химические свойства.....
3.8	Взаимозаменяемость.....
3.9	Одоризация.....
3.10	Термодинамические свойства.....
3.11	Средства измерений.....
	Алфавитный указатель терминов на русском языке.....
	Приложение ДА (справочное) Сведения о соответствии ссылочных межгосударственных стандартов международным стандартам, использованным в качестве ссылочных в примененном международном стандарте.....

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.

Нерекомендуемые к применению термины-синонимы приведены в круглых скобках после стандартизованного термина, выделены подчеркиванием, и обозначены пометой «Нрк».

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.

Стандартизованные термины набраны полужирным шрифтом, их краткие формы – светлым.

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ**ГАЗ ПРИРОДНЫЙ****Качество. Термины и определения**

Natural gas. Quality. Terms and definitions

Дата введения – 202_ – 00 – 00

1 Область применения

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

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использована нормативная ссылка на следующие межгосударственные стандарты:

ГОСТ ISO 5492 Органолептический анализ. Словарь

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 C₈ 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 C₁-C₅ и C₆₊ в лаборатории и с помощью встроенной измерительной системы с использованием двух колонок

ГОСТ 31371.5 (ИСО 6974-5:2014) Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 5. Определение азота, диоксида углерода и углеводородов C₁-C₅ и C₆₊ 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 C₁-C₈ 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

П р и м е ч а н и е – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов (и классификаторов) на официальном интернет-сайте Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации (www.easc.by) или по указателям национальных стандартов, 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.

3 Термины и определения

3.1 Общие понятия

3.1.1 природный (горючий) газ: 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: Природный газ, прошедший технологические операции для обеспечения его безопасного транспортирования по магистральным газопроводам.

3.1.3 природный газ промышленного назначения: Природный газ, используемый в качестве сырья и/или топлива на промышленных объектах.

П р и м е ч а н и е – 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, расположенных в промышленных зонах вне границ коммунально-бытовых объектов и жилых зон.

3.1.4 природный газ коммунально-бытового назначения: Природный газ, используемый в качестве топлива на объектах коммунально-бытовой сферы.

3.1.5 компримированный природный газ; КПГ: 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: 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 СПГ: Процесс преобразования СПГ из жидкого состояния в газообразное.

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

3.1.9 показатель качества (природного газа): Компонент, ряд компонентов или физико-химическое свойство природного газа, необходимость определения, а также нормы содержания или численного значения 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, 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.п.

3.2 Методы измерений

3.2.1 Общие понятия

3.2.1.1 прямое измерение: Измерение, при котором искомое значение величины получают непосредственно от средства измерений.

3.2.1.2 косвенное измерение: 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: Наименьшее значение измеряемой величины, которое измерительная система или средство измерений способно измерить.

3.2.1.4 верхнее значение диапазона измерений: Наибольшее значение

измеряемой величины, которое измерительная система или средство измерений способно измерить.

3.2.1.5 амплитуда измерений: Алгебраическая разница между верхним и нижним значениями диапазона измерений.

3.2.2 Специфические методы

3.2.2.1 хроматографический метод: *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.*

П р и м е ч а н и е – Хроматографический метод анализа, в котором подвижная фаза находится в газовом состоянии, называют методом газовой хроматографии.

3.2.2.2 потенциометрический метод: *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: 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 определяется изменением потенциала внутри титровальной ячейки.

П р и м е ч а н и е – Результаты титрования представляют в виде графика зависимости потенциала, измеренного на индикаторных электродах, от объема раствора титранта, израсходованного на титрование.

3.2.2.4 иодометрический метод: *Метод определения содержания компонентов природного газа, основанный на реакциях окисления-восстановления с участием иода.*

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

3.2.2.6 метод ультрафиолетовой флуоресценции: *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: *Метод*

определения содержания компонентов природного газа, основанный на их окислении и измерении величины тока генерации иода, вступающего в реакцию с продуктами окисления.

3.2.2.8 масс-спектрометрический метод: 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 применяется для определения углеводородного состава природного газа, а также содержания в нем диоксида углерода и сернистых соединений.

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

3.2.2.10 конденсационный метод: 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 Температура точки росы природного газа по воде также может быть определена как среднее арифметическое из температур начала конденсации и испарения воды или как температура, при которой на конденсационной поверхности поддерживается пленка водного конденсата определенной толщины.

2 Под конденсационной поверхностью (зеркалом) конденсационного гигрометра или анализатора 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: 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: 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:** 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:** 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 известным объемом пленкой оксида фосфора (V).

3.2.2.15 **пьезоэлектрический метод:** 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:** Метод количественного селективного определения воды в различных веществах и материалах, основанный на химической реакции окисления диоксида серы иодом, необратимо протекающей только в присутствии воды и в специфической среде – реактиве Карла Фишера.

3.2.2.17 **титриметрический метод Карла Фишера:** Метод Карла Фишера, в котором массу воды в исследуемом образце определяют по известной величине объема используемого для титрования реактива Карла Фишера, затраченного в процессе измерения.

3.2.2.18 **кулонометрический метод Карла Фишера:** Метод Карла Фишера, в котором массу воды в исследуемом образце определяют по известному количеству электричества, затраченного на генерацию иода в процессе измерения.

3.2.2.19 **пикнометрический метод:** 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:** 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 и прямо пропорционален содержанию компонентов.

П р и м е ч а н и е – 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 спектроскопии; метод ААС: 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: Процедура получения представительной пробы природного газа, выполняемая в соответствии с требованиями соответствующего документа по стандартизации.

3.3.1.2 прямой отбор пробы: Отбор пробы природного газа при наличии прямого соединения между точкой отбора пробы и средством измерений.

3.3.1.3 косвенный отбор пробы: Отбор пробы природного газа при отсутствии прямого соединения между точкой отбора пробы и средством измерений.

П р и м е ч а н и е – Косвенный отбор пробы заключается в отборе пробы природного газа в пробоотборник.

3.3.1.4 накопительный отбор проб: 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: 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 СПГ: Постоянный отбор проб из потока СПГ с последующей его регазификацией и накоплением в газгольдере для получения объединенной пробы регазифицированного СПГ.

3.3.1.7 периодический отбор проб СПГ: Отбор точечных проб из потока предварительно регазифицированного СПГ с равномерными интервалами

времени или из равных объемов потока.

3.3.1.8 представительная проба: Проба, имеющая компонентный состав и физико-химические свойства, идентичные составу и свойствам отбираемого природного газа, если последний считается полностью однородным.

3.3.1.9 объединенная проба: 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: Проба природного газа известного объема, отобранная одновременно в определенном месте отбора проб.

3.3.1.11 точка отбора пробы: Точка в газопроводе, аппарате или емкости, где может быть отобрана представительная проба природного газа.

3.3.1.12 место отбора пробы: 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: Прибор, чувствительный элемент которого установлен внутри газопровода, аппарата или емкости, проводящий измерения при условиях, существующих в указанных объектах.

3.3.1.14 потоковый прибор: 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: Прибор, предназначенный для выполнения периодических измерений в различных точках отбора проб исследуемого газа.

3.3.1.16 лабораторный прибор: Прибор, установленный и предназначенный для выполнения измерений в помещении лаборатории.

3.3.2 Устройства для отбора проб

3.3.2.1 пробоотборная система: Совокупность приспособлений, 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: 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 использоваться отдельные элементы системы пробоподготовки.

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

3.3.2.4 пробоотборник: Сосуд для отбора, транспортирования и хранения представительной пробы природного газа.

3.3.2.5 пробоотборник с подвижным поршнем: Пробоотборник, в котором имеется движущийся поршень, отделяющий пробу природного газа от буферного газа, при этом давление по обе стороны поршня одинаково.

Примечание – В качестве буферного газа могут использоваться инертные газы или азот.

3.3.2.6 накопительный пробоотборник: Пробоотборник, накапливающий серию точечных проб в одной объединенной пробе.

3.3.2.7 накопительный пробоотборник пропорциональный расходу: *Пробоотборник, собирающий серию точечных проб в течение некоторого времени, причем точечные пробы отбираются 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 достигается варьированием частоты отбора проб с постоянным объемом точечной пробы.

3.3.2.8 пробоотборная линия: 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: *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: Конфигурация пробоотборной системы, в которой проба возвращается в газопровод.

П р и м е ч а н и е – Конструкция петли требует перепада давлений между точкой отбора пробы и выходом, чтобы обеспечить постоянную и устойчивую скорость потока исследуемого природного газа через пробоотборное оборудование внутри петли.

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

П р и м е ч а н и е – 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: Пробоотборная система, отбирающая из потока большее количество газа, чем необходимо для проведения анализа, с целью уменьшения время пребывания.

3.3.3 Устройства предварительной подготовки пробы

3.3.3.1 конденсатор: 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: Устройство в пробоотборной линии, используемое для отделения присутствующей в потоке газа жидкой фазы.

3.3.3.3 редуктор: Устройство, используемое для снижения давления в пробоотборной линии непосредственно после места его установки.

П р и м е ч а н и е – 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: Устройство, поддерживающее заданное давление в системе путем сброса газа в систему с низким давлением (обычно в атмосферу).

П р и м е ч а н и е – Сбросной клапан поддерживает постоянное выходное давление, вне зависимости от изменения скорости потока и входного давления исследуемого газа.

3.3.3.5 нагреватель: 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.

П р и м е ч а н и е – Нагревательные элементы могут устанавливаться на

пробоотборном устройстве или на пробоотборной линии. В некоторых случаях также требуется нагрев пробоотборника. Особое значения нагрев пробы исследуемого газа имеет в случае, когда она охлаждается из-за эффекта дросселирования.

3.3.3.6 поглотитель тяжелых углеводородов барботажного типа (барботер): 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): 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 Прочие определения

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

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

3.4 Аналитические системы

3.4.1 измерительная система: Полный набор средств измерений и оборудования, необходимого для выполнения конкретного измерения.

П р и м е ч а н и е – Измерительная система обычно включает линию передачи и блок ввода пробы, блок разделения и/или подготовки пробы, детектор и систему обработки данных.

3.4.2 блок ввода пробы: Устройство для ввода постоянного или измеренного количества вещества, подлежащего анализу, в анализатор.

П р и м е ч а н и я

1 Газохроматографические анализаторы используют относительные, а не абсолютные измерения. Таким образом, 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, требуется контролировать давление и температуру в блоке ввода.

3.4.3 газовый хроматограф: Устройство, физически разделяющее компоненты газовой смеси методом газовой хроматографии (путем последовательных актов сорбции-десорбции компонентов на сорбенте хроматографической колонки) и измеряющее их индивидуально детектором, сигнал которого затем обрабатывается.

П р и м е ч а н и я

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 вводятся пробы газа. При определенных и контролируемых условиях работы компоненты могут качественно идентифицироваться по их времени удерживания и количественно измеряться при сравнении отклика детектора с откликом того же компонента в градуировочной смеси.

2 При анализе газа диапазон компонентов и их свойств часто столь широк, что требуется использовать несколько блоков разделения. Такие разделительные блоки могут при желании быть объединены в едином блоке разделения или хроматографе.

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

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

П р и м е ч а н и е – Типичными газами-носителями являются гелий, аргон, водород и азот.

3.4.5 вспомогательные газы: Газы, необходимые для работы детектора, например, водород и воздух для пламенных детекторов.

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

П р и м е ч а н и е – Хемилюминесцентный детектор используется для определения ограниченного ряда компонентов природного газа, содержащих определенные элементы, например, азот (N) и серу (S).

3.4.7 электрохимический детектор; ЭХД: Детектор, состоящий из

электрохимической ячейки, которая дает отклик на определенные вещества, содержащиеся в газе-носителе, элюированном из колонки.

П р и м е ч а н и е – 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: Детектор, в котором углеводороды сгорают в водородно-воздушном пламени, а образующиеся ионы создают электрический ток между двумя электродами.

П р и м е ч а н и е – Пламенно-ионизационный детектор используется в газовой хроматографии, главным образом, для определения углеводородных компонентов.

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

П р и м е ч а н и я

1 ДТП представляет собой двухканальный детектор, требующий потока чистого газа-носителя через канал сравнения. *ДТП использует дифференциальный метод измерения, когда теплопроводность чистого газа-носителя сравнивается 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 случаев, когда данный элемент подлежит определению. При необходимости определения гелия (а также водорода) в качестве газа-носителя следует использовать аргон.*

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

П р и м е ч а н и е – Пламенно-фотометрический детектор используют в газовой хроматографии преимущественно для детектирования компонентов, содержащих определенные элементы, например, фосфор (P) и серу (S).

3.5 Анализ

3.5.1 Градуировка и контроль качества

3.5.1.1 градуировка: Процедура, устанавливающая на первом этапе при известных 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.

П р и м е ч а н и е – Градуировка может быть представлена выражением, градуировочной функцией, градуировочной диаграммой, градуировочной кривой или градуировочной таблицей. В некоторых случаях она содержит аддитивный либо мультипликативный коэффициент коррекции к показаниям со связанной неопределенностью измерений.

3.5.1.2 настройка средства измерений: Операция приведения средства измерений в пригодное к использованию состояние.

П р и м е ч а н и е – Настройка может быть автоматической, полуавтоматической или ручной.

3.5.1.3 пересчет объема: Вычисление объема природного газа при стандартных условиях из объема при других условиях.

3.5.1.4 поправка: Значение величины, вводимое в показание с целью исключения систематической погрешности.

П р и м е ч а н и е – Поправка равна установленной систематической погрешности, взятой с обратным знаком.

3.5.1.5 коэффициент поправки: Числовой коэффициент, на который следует умножить нескорректированный результат измерений для компенсации установленной систематической погрешности.

3.5.1.6 интервал градуировки: Период времени между градуировками, в течение которого метрологические характеристики аналитической системы считаются неизменными.

3.5.1.7 рабочий диапазон: Диапазон параметров, для которых найдена градуировочная функция и подтверждена ее достоверность.

3.5.1.8 расширенный рабочий диапазон: Диапазон параметров, для которых найдена корреляция, однако находящийся вне диапазона, для которого достоверность градуировочной функции подтверждена.

3.5.1.9 градуировка по одной точке: *Установление градуировочной или аналитической функции с использованием единственной градуировочной точки.*

П р и м е ч а н и я

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 «линейным 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, укладываемой в рабочий диапазон (диапазон градуировки по одной точке), поскольку отношение отклика к концентрации остается постоянным во всех точках.

3 В случае, когда более сложная функция отклика, например, полином второго или третьего порядка, определяется 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 может использоваться градуировка по одной точке.

3.5.1.10 ограничение: Метод, принципиально заключающийся в том, чтобы как можно больше сузить интервал, на котором градуировочная функция принимается линейной.

П р и м е ч а н и е – 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: Установление градуировочной функции путем использования нескольких (более, чем двух) градуировочных точек, определяющих диапазон, в котором, как ожидается, будут лежать значения измеряемой величины.

П р и м е ч а н и я

1 В многоточечной (называемой также "многоуровневой") градуировке кривые отклика детектора определяются 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 минимально необходимое 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. В тех случаях, 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 лежать чуть ниже нижнего значения рабочего диапазона, а наивысший уровень концентрации должен лежать чуть выше верхнего значения рабочего диапазона.

3.6 Анализ природного газа

3.6.1 Общие понятия

3.6.1.1 молярная доля (компонента природного газа): 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): 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): 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, поскольку смешение различных компонентов обычно 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): Масса компонента в единице объема природного газа при стандартных условиях измерений.

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

3.6.1.6 прямое измерение компонентов (природного газа): Измерение, при

котором отдельные компоненты и/или группы компонентов природного газа определяются 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): Измерение, при котором отдельные компоненты и/или группы компонентов природного газа, которые сами не присутствуют в стандартном образце, определяются 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: 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 путем определения содержания метана по разности.

3.6.1.9 откорректированное значение молярной доли: 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 путем определения содержания метана по разности.

3.6.2 Анализируемые компоненты природного газа

3.6.2.1 основной компонент: Компонент, содержание которого существенно влияет на физико-химические свойства природного газа.

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

3.6.2.2 второстепенный компонент: Компонент, содержание которого не влияет существенно на физико-химические свойства природного газа.

П р и м е ч а н и е – Второстепенные компоненты обычно включают в себя гелий, водород, аргон и кислород.

3.6.2.3 следовые компоненты: Компоненты, присутствующие в природном газе в очень малых концентрациях.

П р и м е ч а н и е – 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: Компоненты природного газа, определяемые совместно единым пиком или объединяемые после их отдельного измерения, поскольку определение их содержания по отдельности нецелесообразно.

П р и м е ч а н и я

1 Для оценки свойств природного газа используются свойства группы, а не ее индивидуальных составляющих.

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

3 Когда ряд углеводородов идентифицируется и количественно определяется как одна 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);

- выделяются отдельные группы для каждого компонента с данным числом атомов углерода (например, группа C_6 , C_7 , и т. д.).

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

П р и м е ч а н и е – Под рутинным газохроматографическим анализом подразумеваются методы, установленные в *ГОСТ 31371.3 – ГОСТ 31371.7*.

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

П р и м е ч а н и е – Например, если аттестованная эталонная газовая смесь содержит углеводороды до и включая *n*-бутан, но не пентаны или более тяжелые углеводороды, то тогда *n*-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 описываться полиномом первого порядка с нулевым свободным членом, т.е. должна представлять прямую линию, проходящую через начало координат.

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

П р и м е ч а н и е – 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: 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.

П р и м е ч а н и я

1 Меркаптаны классифицируются 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, присоединённому к SH-группе, или не присоединено ни одного (например, метилмеркаптан $\text{CH}_3\text{-SH}$, этилмеркаптан $\text{CH}_3\text{CH}_2\text{-SH}$). Во вторичной алкильной группе к данному атому углерода присоединены два атома углерода (например, изопропилмеркаптан $(\text{CH}_3)_2\text{CH-SH}$). В третичной алкильной группе к данному атому углерода присоединены три атома углерода. (например, трет-бутилмеркаптан) $(\text{CH}_3)_3\text{C-SH}$.

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

3.6.3.2 (алкил)сульфиды: 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.

П р и м е ч а н и я

1 В симметричных сульфидах алкильные группы одинаковы ($R=R'$); например, диэтилсульфид: $\text{C}_2\text{H}_5\text{-S-C}_2\text{H}_5$) а в асимметричных различны ($R\neq R'$); например, метилэтилсульфид: $\text{CH}_3\text{-S-C}_2\text{H}_5$).

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

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

Примечания

1 В симметричных дисульфидах алкильные группы одинаковы ($R=R'$); (например, диметилдисульфид $\text{CH}_3\text{-S-S-CH}_3$) или различны ($R\neq R'$) в асимметричных дисульфидах (например, метилэтилдисульфид $\text{CH}_3\text{-S-S-C}_2\text{H}_5$).

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: 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: Циклические органические серосодержащие вещества с одним атомом серы, который включен в насыщенное углеводородное кольцо.

Примечание – К циклосульфидам, например, относится тетрагидротиофен $\text{C}_4\text{H}_8\text{S}$, который используют как одорант к природному газу.

3.6.3.6 сероводород: Токсичный бесцветный газ, с запахом, похожим на запах тухлых яиц.

Примечание – Сероводород имеет химическую формулу H_2S .

3.6.3.7 меркаптановая сера: Сера, содержащаяся в природном газе в форме меркаптанов.

3.6.3.8 общая сера: 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: Жидкие двухосновные спирты с общей формулой $(\text{CH}_2\text{OH-CH}_2\text{-O-(CH}_2\text{-CH}_2\text{-O-)}_x\text{H}$, где $x=0,1,2\dots n$), используемые в качестве антигидратного реагента и осушителя.

3.6.3.10 метанол: 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: Выходной сигнал измерительной системы на каждый определяемый компонент в виде площади или высоты пика хроматограммы.

3.6.4.2 коэффициент чувствительности: Отношение молярной доли компонента в стандартном образце к отклику на этот компонент.

3.6.4.3 относительный коэффициент чувствительности: Отношение молярной доли i -го компонента к молярной доле сравнительного компонента, при котором отклики детектора одинаковые.

П р и м е ч а н и я

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: Функциональная зависимость между откликом прибора и содержанием компонента.

П р и м е ч а н и е – Функция отклика может быть выражена двумя различными способами – как функция градуировки или аналитическая функция, в зависимости от выбора зависимой и независимой переменных.

3.6.4.5 функция градуировки: *Зависимость, описывающая отклик прибора как функцию содержания компонента.*

3.6.4.6 аналитическая функция: *Зависимость, описывающая содержание компонента как функцию отклика прибора.*

3.6.5 Нормализация

3.6.5.1 обычная нормализация: 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: 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: 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: Характеристика эффективности колонки, описывающая разделение двух соседних пиков.

П р и м е ч а н и я

1 Разделение для двух выходящих компонентов А и В определяется как отношение

удвоенной разности их времен удерживания, измеренных в максимуме их концентраций, к сумме ширин пиков, измеренных у их оснований (т.е. на уровне базовой линии). Ширина пика измеряется 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, СО: Материал или вещество, одно или несколько свойств которого достаточно однородны и хорошо известны для того, чтобы его можно было использовать для *градуировки* средств измерений, оценки метода измерения или присвоения материалам неких величин.

П р и м е ч а н и е – Стандартный образец может быть в форме чистого газа или газовой смеси, жидкости или твердого тела.

3.6.6.2 аттестованный стандартный образец, АСО: *Стандартный образец, к которому прилагается 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 приводится значение неопределенности с установленным уровнем достоверности.*

3.6.6.3 аттестованные эталонные газовые смеси: 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: Измерительная система, для которой дополнительно указываются набор процедур, инструкции для операторов и параметры окружающей среды.

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

3.7 Физико-химические свойства

3.7.1 Стандартные условия

3.7.1.1 стандартные условия определения: *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.

П р и м е ч а н и е – Стандартными условиями определения являются:

- температура $T_c = 293,15 \text{ K}$ ($t_c = 20,0^\circ\text{C}$);

- абсолютное давление $p_c = 101,325 \text{ кПа}$ ($p_c = 760 \text{ мм рт. ст.}$).

3.7.1.2 стандартные условия сгорания: Установленные значения температуры и абсолютного давления, при которых, как принимается, происходит сгорание природного газа.

П р и м е ч а н и е – Стандартными условиями сгорания являются:

- температура $T_{ce} = 298,15 \text{ K}$ ($t_{ce} = 25,0^\circ\text{C}$);

- абсолютное давление $p_c = 101,325 \text{ кПа}$ ($p_c = 760 \text{ мм рт. ст.}$).

3.7.1.3 нормальные условия: Условия давления, температуры и влажности (степени насыщения), равные $101,325 \text{ кПа}$ и $273,15 \text{ K}$ для газа в сухом состоянии.

3.7.1.4 стандартные условия ИСО: Стандартные условия давления, температуры и влажности (степени насыщения), равные $101,325 \text{ кПа}$ и $288,15 \text{ K}$ для газа в сухом состоянии.

3.7.2 Поведение идеального и реального газа

3.7.2.1 идеальный газ: Газ, который подчиняется закону идеального газа.

П р и м е ч а н и е – Закон идеального газа можно записать в виде уравнения

$$p \cdot V^0 = R \cdot T,$$

где p – абсолютное давление;

T – термодинамическая температура;

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

R – универсальная газовая постоянная в когерентных производных единицах ($R = 8,3144626 \text{ Дж}/(\text{моль} \cdot \text{K})$).

3.7.2.2 реальный газ: Газ, свойства которого отличаются от закона идеального газа.

П р и м е ч а н и е – Реальный газ не подчиняется закону идеального газа. Отклонение от идеальности можно записать в виде уравнения состояния

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

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: Отношение реального объема определенного количества природного газа при известных значениях давления и температуры к его объему при тех же условиях, вычисленному по уравнению состояния идеального газа.

3.7.2.4 плотность: Масса единицы объема природного газа при определенных значениях давления и температуры.

3.7.2.5 относительная плотность: 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: 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 ту же температуру, t_1 , что и температура исходных реагентов, при этом все продукты реакции находятся в газообразном состоянии, за исключением воды, которая конденсируется в жидкость при t_1 .

П р и м е ч а н и е – 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: 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 ту же температуру, t_1 , что и температура исходных реагентов, при этом все продукты реакции находятся в газообразном состоянии.

П р и м е ч а н и е – 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): 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 (вышей или низшей), взятой для вычисления, разделяют 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: Производство объемной теплоты сгорания природного газа $(H_v)_{i[(t_1, p_1), V(t_2, p_2)]}$ 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: Температура начала конденсации водяных паров в процессе изобарического охлаждения природного газа при известном 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 входит 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}: Температура начала конденсации паров углеводородов в процессе изобарического охлаждения природного газа при известном 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: Масса водяных паров, содержащаяся в единице объема природного газа, приведенного к стандартным условиям.

3.7.4.4 ретроградная конденсация: Процесс, заключающийся в том, что при критических термодинамических условиях в процессе изотермического расширения или изобарического нагревания газообразной смеси образуется жидкость (изотермическая и изобарическая конденсация), а при изотермическом сжатии или изобарическом охлаждении – некоторое количество пара (изотермическое и изобарическое испарение).

Примечание – Ретроградное поведение характерно для многокомпонентных смесей, каковой является природный газ, и отражает неидеальность их фазовых свойств.

3.7.4.5 потенциальное содержание жидких углеводородов; ПСЖУ: 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: *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: Мера того, насколько горючие свойства одного газа совместимы с таковыми для 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: Группа горючих газов со схожим поведением горения, взаимосвязанных друг с другом диапазоном чисел Воббе.

3.8.3 газ сравнения: Газ, при подаче которого энергетическая установка работает в номинальном режиме, когда он подается при соответствующем нормальном давлении.

3.8.4 предельный газ: Испытательный газ, представляющий предельные вариации характеристик газов, для которых данная энергетическая установка была сконструирована.

3.8.5 нормальное давление: Давление, при котором энергетическая установка работает в номинальном режиме при подаче соответствующего газа сравнения.

3.8.6 пробное давление: Давление газа, используемое для проверки эксплуатационных характеристик энергетических установок, использующих горючие газы.

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

Примечание – Обычно проскок приводит к затуханию пламени и может привести к повреждению горелки.

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

Примечание – Это может приводить к погасанию пламени (срыву) или возникновению нестабильного горения и нехарактерных шумов.

3.8.9 желтый язык пламени: 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: Интенсивно пахнущее органическое вещество (или смесь веществ), добавленное в низкой концентрации к природному газу, и способное придать газу стойкий, характерный и отличительный (обычно неприятный) предупреждающий запах, позволяющий обнаруживать утечки газа при его концентрациях в воздухе ниже нижнего концентрационного предела воспламенения.

3.9.2 одоризация: 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: Восприятие воздействия летучих веществ органом обоняния.

3.9.4 характер запаха: Тип ощущения запаха.

Примечание – Характер запаха является качественным параметром.

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

3.9.6 органолептическая оценка: *Качественная оценка ответной реакции органа обоняния человека на запах.*

Примечание – Качественная оценка выражается с помощью словесных описаний, каждому из которых присваивается соответствующее число (балл).

3.9.7 предельный порог: Минимальное значение интенсивного органолептического стимула, выше которого нельзя ощутить разницу в интенсивности.

Примечание – Термин «порог» всегда используется с квалифицирующим термином.

[ГОСТ ISO 5492-2014, пункт 2.28]

3.9.8 органолептическая усталость: Форма органолептической адаптации, при которой имеет место снижение чувствительности органа чувств.

Примечание – Синонимом данного термина в соответствии с ГОСТ ISO 5492 является термин «сенсорная усталость».

3.9.9 сложение запахов: Результирующая интенсивность запаха смеси пахучих компонентов, которая выше или ниже интенсивности запаха каждого компонента при тех же концентрациях, что и в смеси.

3.9.10 маскировка запаха: *Снижение интенсивности или изменение качества восприятия запаха из-за одновременного воздействия другого запаха.*

3.9.11 порог обнаружения: 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: 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: Характеристика природного газа или газовой смеси, которую можно вычислить по термическому уравнению состояния.

П р и м е ч а н и е – К термическим свойствам как правило относят коэффициент сжимаемости и плотность.

3.10.3 калорическое свойство: 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.

П р и м е ч а н и е – 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: Математическое выражение взаимосвязи между параметрами состояния газа или газовой смеси.

П р и м е ч а н и е – 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: 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 тех же самых температуре и плотности.

3.10.6 летучесть: 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.

П р и м е ч а н и я

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: 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: Гигрометр, в котором реализован визуальный и/или автоматический конденсационный метод измерений температуры точки росы по воде.

3.11.2 визуальный конденсационный гигрометр: 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: 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: Средство измерений, в котором реализован визуальный и/или автоматический конденсационный метод определения температуры точки росы по углеводородам.

3.11.5 визуальный конденсационный анализатор температуры точки росы по углеводородам: Конденсационный анализатор $ТПР_{ув}$, при измерении которым наличие углеводородной конденсированной фазы на конденсационной поверхности фиксирует лицо, выполняющее измерение.

3.11.6 автоматический конденсационный анализатор температуры точки росы по углеводородам: Конденсационный анализатор $ТПР_{ув}$, при измерении которым наличие углеводородной конденсированной фазы на его конденсационной поверхности фиксируется автоматизированной оптической

системой.

Примечания

1 Оптическая система конденсационного анализатора $ТПР_{у\delta}$ 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 $ТПР_{у\delta}$ предусмотрена функция дополнительного визуального контроля процесса образования углеводородной конденсированной фазы на конденсационной поверхности.

3.11.7 **титратор Карла Фишера:** Средство измерений количества воды в различных веществах и материалах, реализующее метод Карла Фишера.

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

3.11.9 **одориметр:** Техническое средство для создания газовой 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:** Средство измерений удельной и объемной энергии (теплоты) сгорания твердых, жидких и газообразных топлив при постоянном объеме в калориметрической бомбе.

Примечание – Калориметрическая бомба представляет собой герметичный толстостенный стальной сосуд, в котором сжигают исследуемое вещество.

3.11.11 **пикнометр:** Стеклообразный сосуд специальной формы с известной 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
влажность	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 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 сжиженный	3.1.6

<i>газ природный, подготовленный к транспортированию по магистральным газопроводам</i>	3.1.2
газ реальный	3.7.2.2
газ сравнения	3.8.3
газ-носитель	3.4.4
газы вспомогательные	3.4.5
<i>гигрометр конденсационный</i>	3.11.1
<i>гигрометр конденсационный автоматический</i>	3.11.3
<i>гигрометр конденсационный визуальный</i>	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
<i>доля компонента природного газа массовая</i>	3.6.1.2
<i>доля компонента природного газа молярная</i>	3.6.1.1
<i>доля компонента природного газа объемная</i>	3.6.1.3
<i>доля массовая</i>	3.6.1.2

<i>доля молярная</i>	3.6.1.1
<i>доля объемная</i>	3.6.1.3
ДТП	3.4.9
значение диапазона верхнее	3.2.1.4
значение диапазона измерений нижнее	3.2.1.3
<i>значение молярной доли исходное</i>	3.6.1.8
<i>значение молярной доли откорректированное</i>	3.6.1.9
зонд пробоотборный	3.3.2.3
измерение компонентов косвенное	3.6.1.7
измерение компонентов <i>природного газа</i> косвенное	3.6.1.7
измерение компонентов <i>природного газа</i> прямое	3.6.1.6
измерение компонентов прямое	3.6.1.6
измерение косвенное	3.2.1.2
измерение прямое	3.2.1.1
<i>индекс Воббе</i>	3.7.3.3
интенсивность запаха	3.9.5
интервал градуировки	3.5.1.6
<i>калориметр бомбовый</i>	3.11.10
<i>калориметр сжигания с бомбой</i>	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
конденсация ретроградная	3.7.4.4
концентрация водяных паров массовая	3.7.4.3
<i>концентрация компонента природного газа массовая</i>	3.6.1.4
<i>концентрация массовая</i>	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
<i>КПГ</i>	3.1.5
<i>летучесть</i>	3.10.6
линия пробоотборная	3.3.2.8
линия сброса	3.3.2.11
<i>маскировка запаха</i>	3.9.10
меркаптаны	3.6.3.1
место отбора пробы	3.3.1.12
<i>метанол</i>	3.6.3.10
<i>метод ААС</i>	3.2.2.23
<i>метод абсорбционно-спектроскопический</i>	3.2.2.11
<i>метод атомно-абсорбционной спектроскопии</i>	3.2.2.21
<i>метод диэлькометрический</i>	3.2.2.12
<i>метод интерференционный</i>	3.2.2.13
<i>метод иодометрический</i>	3.2.2.4
<i>метод калориметрический</i>	3.2.2.9
<i>метод Карла Фишера</i>	3.2.2.16
<i>метод Карла Фишера кулонометрический</i>	3.2.2.18
<i>метод Карла Фишера титриметрический</i>	3.2.2.17

<i>метод конденсационный</i>	3.2.2.10
<i>метод масс-спектрометрический</i>	3.2.2.8
<i>метод окислительно-микрокулонометрический</i>	3.2.2.7
<i>метод пикнометрический</i>	3.2.2.19
<i>метод потенциометрический</i>	3.2.2.2
<i>метод пьезоэлектрический</i>	3.2.2.15
<i>метод ультрафиолетовой флуоресценции</i>	3.2.2.6
<i>метод фотоколориметрический</i>	3.2.2.5
<i>метод хроматографический</i>	3.2.2.1
<i>метод электролитический</i>	3.2.2.14
<i>метод электрохимический</i>	3.2.2.20
<i>нагреватель</i>	3.3.3.5
<i>настройка средства измерений</i>	3.5.1.2
<i>нормализация обычная</i>	3.6.5.1
<i>нормализация пошаговая</i>	3.6.5.3
<i>нормализация среднего</i>	3.6.5.2
<i>образец стандартный</i>	3.6.6.1
<i>образец стандартный аттестованный</i>	3.6.6.2
<i>ограничивание</i>	3.5.1.10
<i>одорант</i>	3.9.1
<i>одоризация</i>	3.9.2
<i>одориметр</i>	3.11.9
<i>отбор проб накопительный</i>	3.3.1.4
<i>отбор проб СПГ непрерывный</i>	3.3.1.6
<i>отбор проб СПГ периодический</i>	3.3.1.7
<i>отбор проб, пропорциональный расходу накопительный</i>	3.3.1.5
<i>отбор пробы</i>	3.3.1.1
<i>отбор пробы косвенный</i>	3.3.1.3

отбор пробы прямой	3.3.1.2
отклик	3.6.4.1
отрыв пламени	3.8.8
<i>оценка органолептическая</i>	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
<i>пикнометр</i>	3.11.11
плотность	3.7.2.4
плотность относительная	3.7.2.5
<i>поглотитель тяжелых углеводородов барботажного типа</i>	3.3.3.6
<i>поглотитель тяжелых углеводородов проточного типа</i>	3.3.3.7
<i>показатель качества</i>	3.1.9
<i>показатель качества природного газа</i>	3.1.9
поправка	3.5.1.4
порог обнаружения	3.9.11
порог предельный	3.9.7
<i>прибор лабораторный</i>	3.3.1.16
<i>прибор линейный</i>	3.3.1.13
<i>прибор переносной</i>	3.3.1.15
<i>прибор потоковый</i>	3.3.1.14
<i>проба объединенная</i>	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
<i>пробоотборник пропорциональный расходу накопительный</i>	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
<i>регазификация СПГ</i>	3.1.8
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
<i>система пробоотборная</i>	3.3.2.1
<i>система пробоподготовки</i>	3.3.2.9
сложение запахов	3.9.9
смеси газовые эталонные аттестованные	3.6.6.3
СО	3.6.6.1
содержание жидких углеводородов потенциальное	3.7.4.5
<i>состав компонентный</i>	3.6.1.5
<i>состав природного газа компонентный</i>	3.6.1.5
составляющая свойства неидеальная	3.10.5
<i>СПГ</i>	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
<i>титратор Карла Фишера</i>	3.11.7
<i>титратор Карла Фишера автоматический</i>	3.11.8
титрование потенциметрическое	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 ИСО стандартные	3.7.1.4
условия нормальные	3.7.1.3
<i>условия определения стандартные</i>	3.7.1.1
<i>условия сгорания стандартные</i>	3.7.1.2
усталость органолептическая	3.9.8
<i>устройство пробоотборное</i>	3.3.2.2
<i>функция аналитическая</i>	3.6.4.6
<i>функция градуировки</i>	3.6.4.5
функция отклика	3.6.4.4
характер запаха	3.9.4
ХЛД	3.4.6
хроматограф газовый	3.4.3
циclosульфиды	3.6.3.5
<i>число Воббе</i>	3.7.3.3
число метановое	3.7.5.1
<i>энергия</i>	3.7.3.4
эталон рабочий	3.6.6.5

ЭХД	3.4.7
язык пламени желтый	3.8.9

Приложение ДА
(справочное)

**Сведения о соответствии ссылочных межгосударственных стандартов
международным стандартам, использованным в качестве ссылочных в
примененном международном стандарте**

Таблица ДА

Обозначение ссылочного межгосударственного стандарта	Степень соответствия	Обозначение и наименование ссылочного международного документа
ГОСТ ISO 5492-2014	IDT	ISO 5492:2008 «Органолептический анализ. Словарь»
ГОСТ 31371.3-2008 (ИСО 6974-3:2000)	MOD	ISO 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 31371.4-2008 (ИСО 6974-4:2000)	MOD	ISO 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 31371.5-2022 (ИСО 6974-5:2014)	MOD	ISO 6974-5:2014 «Природный газ. Определение состава и связанной с ним неопределенности методом газовой хроматографии. Часть 5. Изотермический метод определения азота, диоксида углерода, углеводородов C ₁ -C ₅ и C ₆₊ »
ГОСТ 31371.6-2008 (ИСО 6974-6:2002)	MOD	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—2020	-	-
<p>П р и м е ч а н и е – В настоящей таблице использованы следующие условные обозначения степени соответствия стандартов:</p> <ul style="list-style-type: none"> - IDT - идентичные стандарты; - MOD - модифицированные стандарты. 		

УДК 662.767:544.031:006.354

МКС 75.060

Ключевые слова: природный газ, качество, термины, определения, отбор проб, методы измерений, компонентный состав, физико-химические свойства, взаимозаменяемость, одоризация
