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

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ
СТАНДАРТ

**ГОСТ
35033—
2023**

ГАЗ ПРИРОДНЫЙ

Определение содержания водяных паров сорбционными методами

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2023

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 РАЗРАБОТАН Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий — Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

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

3 ПРИНЯТ Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 17 ноября 2023 г. № 167-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
Армения	AM	ЗАО «Национальный орган по стандартизации и метрологии» Республики Армения
Беларусь	BY	Госстандарт Республики Беларусь
Киргизия	KG	Кыргызстандарт
Россия	RU	Росстандарт
Таджикистан	TJ	Таджикстандарт
Узбекистан	UZ	Узстандарт

4 Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 декабря 2023 г. № 1512-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 35033—2023 введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 марта 2024 г.

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»

© Оформление. ФГБУ «Институт стандартизации», 2023

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

Введение

Содержание водяных паров в природном газе является важным показателем качества и технологическим индикатором, информация о которых актуальна в процессах подготовки, переработки, транспортирования природного газа и его поставки конечному потребителю. Значимость информации о содержании водяных паров для нефтегазовой отрасли обусловлена необходимостью оценки эффективности работы установок промысловой подготовки природного газа или дополнительной осушки газа на газонаполнительных компрессорных станциях (АГНКС), приграничных компрессорных станциях и перед направлением на сжижение.

Сорбционные методики (методы) измерения содержания водяных паров в природном газе и иных углеводородных газах схожего состава достаточно хорошо зарекомендовали себя в производственной практике, особенно в сфере газо- и нефтепереработки, а также в производстве высокочистых газов и специальных смесей.

Гигрометры и анализаторы, реализующие сорбционные методы, давно и широко применяются в отечественной и мировой нефтегазовой отрасли, а также в нефтехимической и газохимической промышленности. Указанные средства измерения отличает высокая надежность и достаточная точность при относительно невысоких капитальных и эксплуатационных затратах при их применении. В частности, данные средства измерений широко применяют для контроля качества поставляемого потребителю компримированного природного газа.

В настоящем стандарте для выражения содержания водяных паров в природном газе рекомендуется использовать более удобную единицу величины — молярную долю, поскольку она не зависит от условий температуры и давления и не требует дальнейшей обработки результата измерений с целью приведения его к стандартным условиям. Реализация данной единицы величин в современных сорбционных гигрометрах в качестве основной единицы при индикации результатов измерений позволит значимо упростить пользователям процедуру обработки и записи результата измерений, при этом точность результата повысится за счет исключения стадии пересчета единиц величин и их приведения к стандартным условиям температуры и давления.

Поправка к ГОСТ 35033—2023 Газ природный. Определение содержания водяных паров сорбционными методами

В каком месте	Напечатано	Должно быть		
Предисловие. Таблица согласования	—	Казахстан	KZ	Госстандарт Республики Казахстан

(ИУС № 6 2025 г.)

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

ГАЗ ПРИРОДНЫЙ

Определение содержания водяных паров сорбционными методами

Natural gas.
Determination of water vapors content by sorption methods

Дата введения — 2024—03—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт распространяется на природный газ, поступающий с промысловых установок подготовки, подземных хранилищ газа и газоперерабатывающих заводов в магистральные газопроводы и транспортируемый по ним, поставляемый в системы газораспределения и используемый в качестве сырья и топлива промышленного и коммунально-бытового назначения, поступающий на сжижение и с установок регазификации сжиженного природного газа, а также применяемый в качестве компримированного газомоторного топлива для двигателей внутреннего сгорания.

1.2 Настоящий стандарт распространяется также на другие углеводородные газы, получаемые в процессах добычи, подготовки и переработки природного газа, газового конденсата, нефти и иного углеводородного сырья, содержащие компоненты, приведенные в таблице 1 ГОСТ 31371.7—2020.

Примечание — Методы, установленные в настоящем стандарте, также допускается использовать для контроля содержания водяных паров при проведении технологических операций, например при осушке полости газопроводов после проведения гидроиспытаний или их заполнении природным газом после проведения строительных, ремонтных или иных регламентных работ.

1.3 Настоящий стандарт устанавливает сорбционные [электролитический (кулонометрический), диэлькометрический, пьезосорбционный] методы определения молярной доли водяных паров в диапазоне от 0,0002 % до 0,1 % (от 2 до 1000 млн$^{-1}$).

Примечание — Допускается также использовать для определения содержания водяных паров альтернативные, отличающиеся от сорбционных методов, принципы измерений, основанные на различных физико-химических свойствах паров воды (например, обусловленных специфическими частотами колебаний межмолекулярных связей).

1.4 Проведение измерений температуры точки росы природного газа по воде ($ТТР_в$) сорбционными гигрометрами/анализаторами (далее — гигрометры), обработку, оформление результатов измерений, а также контроль точности результатов измерений $ТТР_в$ проводят по ГОСТ 20060. Пересчет результатов измерений $ТТР_в$ сорбционными гигрометрами в единицы молярной доли или массовой концентрации водяных паров проводят по ГОСТ 34807. Технические и метрологические характеристики сорбционных гигрометров не должны уступать соответствующим характеристикам, приведенным в ГОСТ 20060.

Примечание — Если при проведении измерений $ТТР_в$ результат измерений выходит за пределы диапазонов методов вычислений, установленных в ГОСТ 34807, пересчет измеренного значения $ТТР_в$ в единицы молярной доли (массовой концентрации) водяных паров допускается проводить в соответствии с методикой, приведенной в документации на применяемый гигрометр, либо в соответствии с алгоритмами, реализованными в его программном обеспечении. При этом правомочность использования указанных методик пересчета зависит от правового статуса проводимых измерений, который определяется требованиями законодательства в области измерений стран (государств), принявших настоящий стандарт в качестве национального.

Издание официальное

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие межгосударственные стандарты:

ГОСТ 12.0.004[1)] Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения

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

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

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

ГОСТ 12.1.019 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

ГОСТ 12.1.044 Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения

ГОСТ 12.2.007.0 Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.4.009 Система стандартов безопасности труда. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание

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

ГОСТ 17.2.3.02 Правила установления допустимых выбросов загрязняющих веществ промышленными предприятиями[2)]

ГОСТ 5632 Нержавеющие стали и сплавы коррозионно-стойкие, жаростойкие и жаропрочные. Марки

ГОСТ 10007 Фторопласт-4. Технические условия

ГОСТ 14254 (IEC 60529:2013) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)

ГОСТ 15150 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды

ГОСТ 20060 Газ природный. Определение температуры точки росы по воде

ГОСТ 31370 (ISO 10715:1997) Газ природный. Руководство по отбору проб

ГОСТ 31371.7—2020 Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 7. Методика измерений молярной доли компонентов

ГОСТ 31610.0 (IEC 60079-0:2011) Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования

ГОСТ 31610.20-1 (ISO/IEC 80079-20-1:2017) Взрывоопасные среды. Часть 20-1. Характеристики веществ для классификации газа и пара. Методы испытаний и данные

ГОСТ 34770 Газ природный. Стандартные условия измерения и вычисления физико-химических свойств

ГОСТ 34807—2021 Газ природный. Методы расчета температуры точки росы по воде и массовой концентрации водяных паров

ГОСТ 34895 (ISO 14532:2014) Газ природный. Качество. Термины и определения

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

[1)] В Российской Федерации не действует до 1 сентября 2026 г.

[2)] В Российской Федерации действует ГОСТ Р 58577—2019 «Правила установления нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ проектируемыми и действующими хозяйствующими субъектами и методы определения этих нормативов».

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

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ 31370, ГОСТ 34895 и рекомендациям [1].

4 Требования безопасности

4.1 Природный газ является газообразным малотоксичным пожаровзрывоопасным продуктом. По ГОСТ 12.1.044 природный газ относят к горючим газам. По токсикологической характеристике природный газ относят к веществам четвертого класса опасности по ГОСТ 12.1.007, не оказывающим сильного токсикологического действия на организм человека, но его компоненты при концентрациях, снижающих объемную долю кислорода во вдыхаемом воздухе до 16 %, вызывают удушье.

4.2 Природный газ образует с воздухом взрывоопасные смеси. Концентрационные пределы воспламенения природного газа в смеси с воздухом, выраженные в процентах объемной доли метана: нижний — 4,4 %, верхний — 17,0 % по ГОСТ 31610.20-1, температура самовоспламенения (по метану) — 600 °С по ГОСТ 31610.20-1.

4.3 Подгруппа оборудования и температурный класс для смеси природного газа с воздухом — IIA и Т1 по ГОСТ 31610.20-1.

4.4 Максимальное давление взрыва смеси природного газа с воздухом, находящейся при стандартных условиях определения, равно 0,72 МПа (по метану). Скорость нарастания давления взрыва природного газа определяют по ГОСТ 12.1.044.

4.5 Требования безопасности при выполнении процедур по настоящему стандарту — по ГОСТ 12.1.004 и ГОСТ 12.1.019.

4.6 Работающие с природным газом должны быть обучены правилам безопасности труда в соответствии с ГОСТ 12.0.004.

4.7 В помещениях должны соблюдаться санитарно-гигиенические требования по ГОСТ 12.1.005.

4.8 Процедуры с природным газом проводят в зданиях и помещениях, обеспеченных вентиляцией, отвечающей требованиям ГОСТ 12.4.021, соответствующих требованиям пожарной безопасности по ГОСТ 12.1.004 и имеющих средства пожаротушения по ГОСТ 12.4.009.

4.9 Искусственное освещение и электрооборудование зданий и помещений должны соответствовать требованиям взрывобезопасности по ГОСТ 31610.0.

4.10 При выполнении операций по отбору проб природного газа персонал должен применять специальную одежду из огнестойких и антистатических тканей, специальную обувь, защитные очки, искробезопасный инструмент.

4.11 В настоящем стандарте не предусмотрено рассмотрение всех вопросов безопасности, связанных с его применением. При необходимости расширения и конкретизации указанных выше требований безопасности в организации могут быть разработаны специальные требования или инструкции применительно к данному виду работ, не противоречащие требованиям национальных и локальных нормативных правовых актов государств, принявших настоящий стандарт.

5 Требования охраны окружающей среды

5.1 Правила установления допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, в том числе компонентов природного газа, — по ГОСТ 17.2.3.02.

5.2 В настоящем стандарте не предусмотрено рассмотрение всех вопросов охраны окружающей среды, связанных с его применением. При необходимости расширения и конкретизации требований безопасности, указанных в настоящем разделе, в организации могут быть разработаны специальные требования или инструкции применительно к данному виду работ, не противоречащие требованиям соответствующих национальных и локальных нормативных правовых актов государств, принявших настоящий стандарт.

6 Требования к квалификации персонала

6.1 Все процедуры, установленные в настоящем стандарте, выполняют лица, изучившие эксплуатационную документацию используемых средств измерений (СИ).

6.2 Лица, указанные в 6.1, должны изучить методы, изложенные в настоящем стандарте, методы отбора проб природного газа по ГОСТ 31370, пройти обязательный инструктаж по охране труда, промышленной и пожарной безопасности, быть обучены безопасным методам и приемам выполнения работ, иметь допуск к работе с горючими газами и жидкостями, а также газами, находящимися под давлением.

7 Условия проведения измерений

Температура и давление анализируемого газа, температура окружающей среды, атмосферное давление, а также другие параметры, влияющие на работу применяемых СИ и оборудования, должны соответствовать требованиям, указанным в их эксплуатационной документации.

8 Требования к средствам измерений

При проведении измерений по настоящему стандарту используют гигрометры, реализующие сорбционные методы измерений и соответствующие следующим основным требованиям:

- область применения гигрометров должна предусматривать проведение измерений содержания водяных паров в том числе в природном газе;
- климатическое исполнение гигрометров должно соответствовать условиям эксплуатации макроклиматического района по ГОСТ 15150;
- по защищенности от воздействия окружающей среды гигрометры или их отдельные блоки, находящиеся при проведении измерений на открытом воздухе, должны быть выполнены в пыле- и влагозащищенном исполнении со степенью защиты от проникновения пыли и воды не ниже IP54 по ГОСТ 14254;
- по способу защиты человека от поражения электрическим током используемые гигрометры должны соответствовать классу 01 по ГОСТ 12.2.007.0;
- конструкция гигрометра должна быть выполнена с учетом общих требований регламента [2] для электрооборудования, размещаемого во взрывоопасных зонах.

9 Отбор проб

9.1 Отбор проб природного газа проводят по ГОСТ 31370 непосредственно на вход гигрометра с учетом требований его эксплуатационной документации.

9.2 При проведении измерений потоковыми гигрометрами на газопроводе предварительно оборудуют точку отбора природного газа, соответствующую требованиям ГОСТ 31370.

Примечание — Допускается при выполнении измерений в рамках осуществления технологического контроля при проведении пусконаладочных, ремонтных и иных работ на газопроводах использовать точки отбора проб, не соответствующие ГОСТ 31370, при наличии документа, регламентирующего процедуру отбора проб из данных точек отбора.

9.3 Исследуемый газ подают от точки отбора проб на вход гигрометра по пробоотборной линии. В качестве пробоотборных линий используют гибкие шланги, входящие в комплект гигрометра, либо трубки из нержавеющей стали марок (6-42) 12Х18Н10Т, (6-24) 08Х18Н12Т по ГОСТ 5632 или других материалов, аналогичных по свойствам, соответствующим требованиям ГОСТ 31370, инертных к компонентам исследуемого газа и не сорбирующих их.

9.4 Все используемое при отборе проб исследуемого газа вспомогательное оборудование, а также соединительные элементы и уплотнения между элементами пробоотборной системы, контактирующие с исследуемым газом, должны быть изготовлены из нержавеющей стали марок, указанных в 9.3, из фторопласта по ГОСТ 10007 или других материалов, аналогичных им по свойствам, химически инертных к компонентам природного газа и не сорбирующих их.

9.5 При проведении измерений температура пробоотборной линии должна быть не ниже температуры исследуемого газа в точке отбора проб. При проведении измерений вне обогреваемого помеще-

ния пробоотборная линия должна быть теплоизолирована. Если при измерении необходимо установить давление исследуемого газа ниже его давления в точке отбора пробы, то, во избежание конденсации водяных паров из-за охлаждения исследуемого газа вследствие редуцирования, нагревают редуктор и пробоотборную линию нагревательными элементами, соответствующими требованиям ГОСТ 31370, до температуры, превышающей температуру исследуемого газа в точке отбора пробы не менее чем на 10 °С или, если данная температура превышает максимально допустимую температуру исследуемого газа, установленную в руководстве по эксплуатации используемого гигрометра, до максимально возможной температуры, указанной в руководстве по эксплуатации. При невозможности оснащения редуктора и пробоотборной линии нагревательными элементами испытания следует проводить в обогреваемом помещении.

10 Сущность методов

10.1 Сущность сорбционных методов определения содержания водяных паров в природном газе заключается в поглощении паров воды из природного газа гигроскопичным материалом (сорбентом) чувствительного элемента сорбционного гигрометра, находящегося в потоке исследуемого газа, с последующим измерением какой-либо физической величины, пропорциональной количеству сорбированной воды. Соответствие значений выходного сигнала чувствительного элемента сорбционного гигрометра значениям единицы величины влажности устанавливают в ходе его предварительной градуировки в определенном производителем диапазоне измерений за исключением электролитического (кулонометрического) метода, который является абсолютным и не требует проведения градуировки. Из сорбционных методов определения содержания водяных паров наибольшее распространение в настоящее время получили диэлькометрический, кулонометрический и пьезоэлектрический методы.

10.2 Сущность электролитического (кулонометрического) метода определения содержания водяных паров в природном газе заключается в непрерывном извлечении воды из дозируемого потока исследуемого газа высокоэффективным сорбентом (частично гидратированным оксидом фосфора P_2O_5) и одновременном ее электролитическом разложении под действием постоянного напряжения на водород и кислород и измерении тока электролиза.

На аноде происходит следующая реакция:

$$2H_2O \rightarrow O_2 + 4H^+ + 4e^-. \quad (1)$$

На катоде происходит следующая реакция:

$$4H^+ + 4e^- \rightarrow 2H_2. \quad (2)$$

Суммарное уравнение электролиза воды следующее:

$$2H_2O \rightarrow 2H_2 + O_2. \quad (3)$$

10.3 Сущность диэлькометрического метода определения содержания водяных паров в природном газе заключается в зависимости диэлектрической проницаемости влагочувствительного слоя селективного сорбента, размещенного между двумя электродами (обкладками конденсатора), один из которых влагопроницаем, от содержания водяных паров в природном газе.

10.4 Сущность пьезосорбционного метода определения содержания водяных паров в природном газе заключается в измерении резонансной частоты колебаний пьезоэлемента, покрытого пленкой гигроскопичного материала (сорбента); изменение влагосодержания природного газа вызывает изменение массы сорбента и пропорциональное изменение частоты колебаний пьезоэлемента.

11 Средства измерений и вспомогательное оборудование

При проведении измерений используют следующие СИ и вспомогательное оборудование:

- гигрометр с входящими в его состав комплектами монтажных частей, принадлежностей, оборудования, материалов и реактивов, удовлетворяющий требованиям раздела 8 и реализующий один из методов, установленных в 1.3;
- СИ или индикатор объемного расхода природного газа (например, ротаметр) с верхним пределом измерений (индикации), обеспечивающим измерение (индикацию) значения расхода, установленного в эксплуатационной документации гигрометра (при отсутствии его в составе гигрометра).

12 Подготовка и проведение измерений

12.1 Подготовка и проведение измерений переносными гигрометрами

12.1.1 Продувают пробоотборное устройство исследуемым газом, для чего полностью открывают запорный кран на период от 10 до 15 с, затем, после закрытия крана, подсоединяют пробоотборную линию.

12.1.2 Пробоотборную линию продувают исследуемым газом, полностью открывая запорный кран на период от 10 до 15 с, и затем, после закрытия крана, подсоединяют гигрометр.

12.1.3 Приоткрывают запорный кран для заполнения пробоотборной линии исследуемым газом. Закрывают запорный кран и проводят проверку герметичности пробоотборной линии.

12.1.4 При обнаружении утечек устраняют негерметичность.

Примечание — На практике проверку герметичности пробоотборной линии и обнаружение мест утечек обычно проводят путем обмыливания соединений.

12.1.5 Полностью открывают запорный кран. Устанавливают необходимый расход исследуемого газа через измерительную камеру гигрометра согласно его эксплуатационной документации, контролируя расход при помощи индикатора или СИ объемного расхода, установленного на выходе гигрометра.

12.1.6 Продувают пробоотборную линию и измерительную камеру гигрометра исследуемым газом с данным расходом не менее 10 мин.

12.1.7 Подготовку к измерениям и измерения молярной (объемной) доли водяных паров в природном газе проводят согласно эксплуатационной документации гигрометра.

12.1.8 При проведении измерений переносным гигрометром за результат измерений молярной (объемной) доли водяных паров принимают текущее индицируемое значение измеряемой величины после стабилизации показаний в соответствии с эксплуатационной документацией гигрометра.

12.1.9 Обработку и оформление результатов измерений проводят в соответствии с разделом 14.

12.1.10 Контроль точности результатов измерений проводят в соответствии с разделом 15.

12.2 Подготовка и проведение измерений потоковыми гигрометрами

12.2.1 Подготовку и измерения молярной (объемной) доли водяных паров проводят согласно эксплуатационной документации гигрометра при расходе исследуемого газа, указанном в данной документации гигрометра. Контроль расхода осуществляют по показаниям индикатора или СИ объемного расхода, установленного на выходе гигрометра.

12.2.2 Фиксируют текущее индицируемое значение молярной (объемной) доли водяных паров и принимают его за результат измерений.

12.2.3 Обработку и оформление результатов измерений проводят в соответствии с разделом 14.

12.2.4 Контроль точности результатов измерений проводят в соответствии с разделом 15.

13 Метрологические характеристики (показатели точности) измерений

Значения доверительных границ допускаемой относительной погрешности измерений (при доверительной вероятности P = 0,95) молярной (объемной) доли водяных паров сорбционными методами приведены в таблице 1.

Таблица 1

Диапазон измеряемых значений молярной (объемной) доли водяных паров, X (X_v), %	Доверительные границы допускаемой относительной погрешности, $\pm\delta_o$ (P = 0,95), %
От 0,0002 до 0,0010 включ.	$-6250R_и + 36,25$
Св. 0,001 до 0,010 включ.	$-555,6R_и + 30,56$
Св. 0,01 до 0,10 включ.	$-55,56R_и + 25,56$

Примечания

1 $R_и$ — результат измерений молярной (объемной) доли водяных паров в природном газе, %.

2 Значения относительной расширенной неопределенности (при коэффициенте охвата k = 2) U_o, %, результатов измерений молярной (объемной) доли водяных паров по настоящему стандарту принимают равными значениям доверительных границ допускаемой относительной погрешности измерений (при доверительной вероятности P = 0,95), приведенным в данной таблице.

Окончание таблицы 1

3 Пределы допускаемой относительной погрешности гигрометра для значения молярной (объемной) доли водяных паров 0,0002 % равны ±35 %. Для гигрометров, пределы допускаемой погрешности которых отличаются от указанных в данной таблице, допускается проводить измерения молярной (объемной) доли водяных паров в природном газе на участке диапазона, в котором пределы допускаемой относительной погрешности не превышают ±35 %. Рекомендуемый алгоритм и пример расчета нижней границы участка диапазона измерений молярной (объемной) доли водяных паров приведен в приложении А.

14 Обработка и оформление результатов измерений

14.1 Обработку результатов измерений молярной (объемной) доли водяных паров проводят в соответствии с эксплуатационной документацией гигрометра.

14.2 Для вычисления молярной доли водяных паров X, %, из результата измерений объемной доли водяных паров X_v, %, используют формулу

$$X = 1{,}0484 X_v, \quad (4)$$

где 1,0484 — коэффициент для перевода объемной доли водяных паров в процентах в молярную долю водяных паров в процентах (в пересчете на чистый метан), учитывающий коэффициенты сжимаемости водяных паров и метана при стандартных условиях определения по ГОСТ 34770.

Примечание — При необходимости вычисления объемной доли водяных паров в природном газе из результата измерений молярной доли водяных паров применяют формулу, обратную формуле (4).

14.3 Результат измерения (вычисления) молярной доли водяных паров X, %, представляют в виде

$$X \pm \Delta, \quad (5)$$

где $\pm \Delta$ — доверительные границы допускаемой абсолютной погрешности результата измерений молярной (объемной) доли водяных паров, %.

14.4 Значение Δ вычисляют по формуле

$$\Delta = X \cdot \delta_o / 100, \quad (6)$$

где δ_o — значение доверительной границы допускаемой относительной погрешности результата измерений молярной (объемной) доли водяных паров, %, в соответствии с таблицей 1.

14.5 Если применяемые гигрометры индицируют результат измерений в единицах молярной (объемной) доли водяных паров, выраженный в млн$^{-1}$, то его переводят в проценты путем деления на 10 000.

14.6 Вычисление массовой концентрации водяных паров в исследуемом газе β, мг/м^3, из измеренного (вычисленного из результата измерений объемной доли) значения молярной доли водяных паров проводят по формуле (33) ГОСТ 34807—2021 после перевода значения молярной доли, выраженного в процентах, в значение в единицах доли путем деления на 100.

14.7 Результат вычислений массовой концентрации водяных паров в исследуемом газе β, мг/м^3, при стандартных условиях определения по ГОСТ 34770 представляют в виде

$$\beta \pm \Delta_{ВП}, \quad (7)$$

где $\pm \Delta_{ВП}$ — доверительные границы допускаемой абсолютной погрешности результата вычислений массовой концентрации водяных паров, мг/м^3.

14.8 Значение $\Delta_{ВП}$, мг/м^3, вычисляют по формуле

$$\Delta_{ВП} = \beta \cdot \delta_o / 100, \quad (8)$$

где δ_o — значение доверительной границы допускаемой относительной погрешности результата измерений молярной (объемной) доли водяных паров, %, в соответствии с таблицей 1.

14.9 Если результат измерений (вычислений) молярной доли водяных паров в исследуемом газе выходит за нижний предел диапазона измерений, установленного в таблице 1, результат измерений (вычислений) представляют в виде «X < 0,0002 %» либо «β < 1,5 мг/м^3».

14.10 Если результат измерений (вычислений) молярной доли водяных паров в исследуемом газе превышает верхний предел диапазона измерений, установленного в таблице 1, результат измерений (вычислений) представляют в виде «X > 0,1 %» либо «β > 750 мг/м^3».

Примечание — При оформлении результатов измерений допускается взамен символов «<» или «>» использовать слова «менее» и «более» соответственно.

15 Контроль точности результатов измерений

15.1 Контроль точности результатов измерений проводят после ремонта гигрометра, замены, модификации основных элементов гигрометра, обновления программного обеспечения, изменения заводских настроек или конфигурации гигрометра, равно как и входящего в его комплект оборудования, в иных случаях, указанных в эксплуатационной документации на гигрометр, а также при проведении установленного на производстве периодического контроля или обоснованных сомнениях в правильности работы гигрометра и достоверности результатов его измерений.

15.2 Контроль точности результатов измерений проводят с использованием генераторов влажного газа или гигрометров (компараторов), имеющих по отношению к проверяемым более точные метрологические характеристики. Отношение погрешности, с которой генератор влажного газа устанавливает содержание [молярную (объемную) доли] водяных паров в газовой смеси или погрешности гигрометра (компаратора) к пределу допускаемой погрешности проверяемого гигрометра, должно быть не более 1/2.

Примечание — Контролем точности результатов измерений гигрометрами также считается проведение процедур поверки или калибровки гигрометра (в зависимости от статуса проводимых измерений).

15.3 Контроль точности результатов измерений проводят в соответствии с эксплуатационной документацией применяемого генератора или гигрометра (компаратора) и контролируемого гигрометра, а также с настоящим стандартом, и определяют отклонение измеренного значения молярной (объемной) доли водяных паров от действительного значения, воспроизводимого генератором влажного газа, или от значения, измеренного гигрометром (компаратором).

15.4 Отклонение показаний контролируемого гигрометра от действительного значения содержания водяных паров в газовой смеси не должно превышать пределов допускаемой погрешности, нормированных для гигрометра конкретного типа для соответствующего диапазона измерений.

15.5 Если отклонение показаний, полученное в 15.4, превышает пределы допускаемой погрешности гигрометра, проводят повторный контроль точности результатов измерений по 15.1—15.3.

15.6 При повторном превышении результаты измерений, выполненных с использованием контролируемого гигрометра, признают недостоверными и проводят мероприятия по выявлению и устранению причин недостоверности результатов измерений, выполняемых с использованием данного гигрометра.

Примечание — В качестве мероприятий по устранению причин недостоверности результатов измерений допускается проводить процедуру настройки (калибровки, градуировки, юстировки) гигрометра в том случае, когда это предусмотрено его эксплуатационной документацией. В противном случае для проведения процедуры настройки (калибровки, градуировки, юстировки) гигрометр необходимо направить изготовителю или организации, уполномоченной изготовителем на проведение данных работ.

15.7 Если не удается устранить причину отклонения, то следует выполнить техническое обслуживание гигрометра в соответствии с его эксплуатационной документацией и провести повторную процедуру контроля точности результатов измерений. При получении неудовлетворительных результатов необходимо провести ремонт гигрометра.

15.8 Записи при проведении контроля точности результатов измерений гигрометрами ведут по форме и в порядке, которые регламентированы соответствующей документацией эксплуатирующей организации.

Приложение А
(справочное)

Алгоритм и пример вычисления нижней границы участка диапазона измеряемых значений молярной (объемной) доли водяных паров применяемым гигрометром

А.1 Алгоритм вычисления нижней границы участка диапазона измеряемых значений молярной (объемной) доли водяных паров применяемым гигрометром состоит в установлении минимального получаемого результата измерений, при котором относительная погрешность измерений не превышает 35 %.

Пример — В соответствии с описанием типа пределы допускаемой приведенной погрешности применяемого гигрометра в диапазоне измерений молярной доли водяных паров от 0 до 1 млн$^{-1}$ (от 0 % до 0,0001 %) составляют ±10 %, что соответствует пределам допускаемой основной абсолютной погрешности ±0,1 млн$^{-1}$ (±0,00001 %).

Нижнюю границу диапазона измеряемых значений молярной доли водяных паров применяемым гигрометром $X_{мин}$, млн$^{-1}$ (%), вычисляют по формулам

$$X_{мин} = 0,1/0,35 = 0,29 \text{ млн}^{-1}, \quad (А.1)$$

$$X_{мин} = 0,00001/0,35 = 0,000029 \text{ %}, \quad (А.2)$$

где 0,35 — предел допускаемой относительной погрешности измерений, переведенный из процентов в единицы доли (0,35 соответствует пределу допускаемой относительной погрешности, равному 35 %).

А.2 Результат измерений молярной доли водяных паров X, %, представляют в виде

$$X \pm \Delta_Г, \quad (А.3)$$

где $\pm\Delta_Г$ — значение доверительных границ допускаемой абсолютной погрешности измерений (при доверительной вероятности $P = 0,95$), %, молярной доли водяных паров применяемым гигрометром.

А.3 Если результат измерений молярной доли водяных паров ниже значения $X_{мин}$, %, то его представляют в виде «$X < X_{мин}$» либо «менее $X_{мин}$».

Библиография

[1] Рекомендации по межгосударственной стандартизации РМГ 29—2013 — Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения

[2] Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 012/2011 — О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах

УДК 662.691:543.55:006.354 МКС 75.060

Ключевые слова: природный газ, определение, содержание, водяные пары, молярная доля, массовая концентрация, сорбционные методы, электролитический метод, диэлькометрический метод, пьезоэлектрический метод

Редактор *Н.В. Таланова*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *М.И. Першина*
Компьютерная верстка *И.А. Налейкиной*

Сдано в набор 04.12.2023. Подписано в печать 15.12.2023. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 1,86. Уч.-изд. л. 1,12.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении в ФГБУ «Институт стандартизации»
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 35033—2023 Газ природный. Определение содержания водяных паров сорбционными методами

В каком месте	Напечатано	Должно быть		
Предисловие. Таблица согласования	—	Казахстан	KZ	Госстандарт Республики Казахстан

(ИУС № 6 2025 г.)

gost.e-ecolog.ru