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

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

ГОСТ 20060— 2021

ГАЗ ПРИРОДНЫЙ

Определение температуры точки росы по воде

(ISO 6327:1981, NEQ)

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2021

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 052 «Природный и сжиженные газы»

3 ПРИНЯТ Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 19 марта 2021 г. № 138-П)

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
Армения	AM	ЗАО «Национальный орган по стандартизации и метрологии» Республики Армения
Беларусь	BY	Госстандарт Республики Беларусь
Киргизия	KG	Кыргызстандарт
Молдова	MD	Институт стандартизации Молдовы
Россия	RU	Росстандарт
Таджикистан	TJ	Таджикстандарт
Узбекистан	UZ	Узстандарт
Украина	UA	Минэкономразвития Украины

4 Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15 апреля 2021 г. № 217-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 20060—2021 введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 января 2023 г. с правом досрочного применения

5 В настоящем стандарте учтены основные нормативные положения международного стандарта ISO 6327:1981 «Анализ газов. Определение точки росы воды природного газа. Гигрометры с охлаждаемой поверхностью» (Gas analysis — Determination of the water dew point of natural gas — Cooled surface condensation hygrometers, NEQ)

6 ВЗАМЕН ГОСТ 20060—83

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»

© Стандартинформ, оформление, 2021

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

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 2
4 Требования безопасности 3
5 Требования охраны окружающей среды 4
6 Требования к квалификации персонала 4
7 Условия проведения измерений 4
8 Отбор проб 4
9 Требования к оборудованию, средствам измерений, материалам и реактивам 5
10 Сущность методов измерений 6
11 Визуальный конденсационный метод 6
12 Автоматический конденсационный метод 10
13 Метрологические характеристики (показатели точности) измерений 11
14 Обработка и оформление результатов измерений 12
15 Контроль точности результатов измерений 13
Приложение А (обязательное) Процедуры отбора проб и подготовки к проведению испытаний с применением абсорберов и барботеров 15
Библиография 16

Поправка к ГОСТ 20060—2021 Газ природный. Определение температуры точки росы по воде

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

(ИУС № 5 2023 г.)

Поправка к ГОСТ 20060—2021 Газ природный. Определение температуры точки росы по воде

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

(ИУС № 5 2025 г.)

М Е Ж Г О С У Д А Р С Т В Е Н Н Ы Й С Т А Н Д А Р Т

ГАЗ ПРИРОДНЫЙ

Определение температуры точки росы по воде

Natural gas. Determination of water dew point temperature

Дата введения — 2023—01—01
с правом досрочного применения

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, транспортируемый по ним, поставляемый в системы газораспределения и используемый в качестве сырья и топлива промышленного и коммунально-бытового назначения, а также в качестве компримированного газомоторного топлива для двигателей внутреннего сгорания.

1.2 Настоящий стандарт устанавливает требования к процедурам определения температуры точки росы природного газа по воде с использованием визуальных и автоматических конденсационных гигрометров при давлении в измерительной камере гигрометра, равном или ниже давления в точке отбора пробы исследуемого газа.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие межгосударственные стандарты:

ГОСТ 8.547 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений влажности газов

ГОСТ 9.032 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Группы, технические требования и обозначения

ГОСТ 12.0.004 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

Издание официальное

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

ГОСТ 17.1.3.05 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами

ГОСТ 17.1.3.13 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения

ГОСТ 17.2.3.02* Правила установления допустимых выбросов загрязняющих веществ промышленными предприятиями

ГОСТ 17.4.2.01** Охрана природы. Почвы. Номенклатура показателей санитарного состояния

ГОСТ 5556 Вата медицинская гигроскопическая. Технические условия

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

ГОСТ 5962 Спирт этиловый ректификованный из пищевого сырья. Технические условия

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 17299 Спирт этиловый технический. Технические условия

ГОСТ 18300*** Спирт этиловый ректификованный технический. Технические условия

ГОСТ 30852.5 (МЭК 60079-4:1975) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения

ГОСТ 30852.11 (МЭК 60079-12:1978) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам

ГОСТ 30852.19 (МЭК 60079-20:1996) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 20. Данные по горючим газам и парам, относящиеся к эксплуатации электрооборудования

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

ГОСТ 31610.0 (IEC 60079-0:2017) Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования

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

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по [1], а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **температура точки росы по воде;** $ТТР_в$: Температура начала конденсации водяных паров в процессе изобарического охлаждения природного газа при известном давлении.

---

* 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».

** В Российской Федерации действует ГОСТ Р 58486—2019 «Охрана природы. Почвы. Номенклатура показателей санитарного состояния».

*** В Российской Федерации действует ГОСТ Р 55878—2013 «Спирт этиловый технический гидролизный ректификованный. Технические условия».

Примечания

1 Температуру точки росы по воде, как правило, нормируют при абсолютном давлении природного газа. Однако, учитывая, что диапазон изменения атмосферного давления достаточно узок, в технических соглашениях и других документах допускается относить значение температуры точки росы по воде к избыточному давлению природного газа. При этом необходимо указывать, к какому давлению природного газа, абсолютному или избыточному, отнесено значение температуры точки росы по воде.

2 Фактически измеренное конденсационным гигрометром 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 (далее — СИ).

3 В состав образующейся на конденсационной поверхности (зеркале) гигрометра водной фазы входит вода, растворенные в ней компоненты природного газа и водорастворимые технологические реагенты, в частности, метанол и гликоли.

3.2 **конденсационный метод измерения температуры точки росы по воде:** Метод измерения температуры точки росы по воде, заключающийся в изобарическом охлаждении исследуемого природного газа, контактирующего с конденсационной поверхностью гигрометра, до температуры начала конденсации водяных паров и измерении этой температуры.

3.3 **конденсационный гигрометр:** Гигрометр, в котором реализован визуальный или автоматический конденсационный метод измерений температуры точки росы по воде.

3.4 **визуальный конденсационный гигрометр:** Конденсационный гигрометр, при выполнении измерений которым наличие или отсутствие водной фазы на его конденсационной поверхности фиксирует лицо, выполняющее измерение.

3.5 **автоматический конденсационный гигрометр:** Конденсационный гигрометр, при выполнении измерений которым наличие или отсутствие водной фазы на его конденсационной поверхности фиксирует автоматизированная оптическая система.

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.

3.6 **конденсационная поверхность** (зеркало): Поверхность чувствительного элемента конденсационного гигрометра, снабженная средством измерения температуры, имеющая возможность подогрева и охлаждения с регулируемой скоростью, на которой происходит конденсация, испарение или поддержание определенного количества конденсированной фазы.

3.7 **переносной конденсационный гигрометр:** Конденсационный гигрометр, предназначенный для выполнения периодических измерений $ТТР_в$ в различных точках отбора проб исследуемого газа.

3.8 **потоковый конденсационный гигрометр:** Конденсационный гигрометр, стационарно расположенный в непосредственной близости от постоянной точки отбора пробы исследуемого газа, а также предназначенный для выполнения непрерывных измерений $ТТР_в$ в автоматическом режиме.

3.9 **поглотитель тяжелых углеводородов барботажного типа** (барботер): Приспособление, обеспечивающее одноступенчатый контакт природного газа, очищаемого от паров тяжелых углеводородов, и углеводородного (например, трансформаторного) масла пропусканием диспергированного до состояния мелких пузырьков очищаемого газа через слой масла.

3.10 **поглотитель тяжелых углеводородов проточного типа** (абсорбер): Приспособление, обеспечивающее многоступенчатый контакт 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.

4 Требования безопасности

4.1 Природный газ является газообразным малотоксичным пожаровзрывоопасным продуктом. По токсикологической характеристике природный газ относят к веществам 4-го класса опасности по ГОСТ 12.1.007.

4.2 Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны установлены в ГОСТ 12.1.005.

4.3 Концентрацию вредных веществ в воздухе рабочей зоны при работе с природным газом определяют газоанализаторами, соответствующими требованиям ГОСТ 12.1.005.

4.4 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 % об., верхний — 17,0 % об. по ГОСТ 30852.19. Для природного газа конкретного состава концентрационные пределы воспламенения определяют по ГОСТ 12.1.044. Категория взрывоопасности и группа взрывоопасных смесей для смеси природного газа с воздухом — IIA и T1 по ГОСТ 30852.11 и ГОСТ 30852.5, соответственно.

4.5 При работе с природным газом следует соблюдать требования безопасности по ГОСТ 12.1.004 и ГОСТ 12.1.019.

4.6 Лица, проводящие операции с природным газом, должны быть обучены правилам безопасности труда в соответствии с ГОСТ 12.0.004.

4.7 Санитарно-гигиенические требования к показателям микроклимата и допустимому содержанию вредных веществ в воздухе рабочей зоны должны соответствовать ГОСТ 12.1.005.

4.8 Все процедуры с природным газом проводят в зданиях и помещениях, обеспеченных вентиляцией, соответствующей требованиям ГОСТ 12.4.021, соответствующих требованиям пожарной безопасности по ГОСТ 12.1.004 и имеющих средства пожаротушения по ГОСТ 12.4.009. Искусственное освещение и электрооборудование зданий и помещений должны соответствовать требованиям взрывобезопасности по ГОСТ 31610.0.

4.9 В настоящем стандарте не предусмотрено рассмотрение всех вопросов безопасности, связанных с его применением.

5 Требования охраны окружающей среды

5.1 Правила установления допустимых выбросов природного газа в атмосферу — по ГОСТ 17.2.3.02.

5.2 Общие требования к охране поверхностных и подземных вод установлены в ГОСТ 17.1.3.05, ГОСТ 17.1.3.13.

5.3 Охрана почвы от загрязнения токсичными веществами — по ГОСТ 17.4.2.01.

5.4 В настоящем стандарте не предусмотрено рассмотрение всех вопросов охраны окружающей среды, связанных с его применением.

6 Требования к квалификации персонала

6.1 Отбор проб природного газа, подготовку и проведение испытаний по настоящему стандарту, а также обработку и оформление результатов измерений проводят лица, изучившие руководства по эксплуатации используемых СИ, оборудования, а также требования настоящего стандарта.

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, а также иметь допуск к работе с горючими газами и газами, находящимися под давлением.

7 Условия проведения измерений

7.1 Температура окружающей среды, а также другие условия, влияющие на работу применяемых СИ и оборудования, должны соответствовать требованиям, указанным в руководствах по их эксплуатации.

7.2 Следует контролировать условие соблюдения равенства измеренного давления (абсолютного или избыточного) исследуемого природного газа требуемому значению давления: относительная разность измеряемых значений давления газа в измерительной камере гигрометра и давления в точке отбора или установленного давления измерения (абсолютного или избыточного) в случае измерения $ТТР_в$ при давлении ниже, чем давление в точке отбора пробы газа, не должна выходить за пределы ±1,5 %.

8 Отбор проб

8.1 Отбор проб природного газа проводят с учетом требований руководства по эксплуатации гигрометра непосредственно в его измерительную камеру.

8.2 Для отбора проб на газопроводе оборудуют точку отбора, соответствующую требованиям ГОСТ 31370.

8.3 Подают исследуемый природный газ от точки отбора проб в камеру гигрометра по пробоотборной линии, которая должна быть по возможности короткой. При технической невозможности сокращения длины пробоотборной линии минимизируют ее диаметр, при этом не допуская снижения давления природного газа от точки отбора проб до измерительной камеры гигрометра. В качестве пробоотборных линий используют трубки из нержавеющей стали марок 08Х18Н12Т, 12Х18Н10Т по ГОСТ 5632 или других материалов, аналогичных по свойствам, инертных к компонентам природного газа и не сорбирующих их.

8.4 Все используемое при отборе проб исследуемого газа вспомогательное оборудование (редуктор, фильтры и т. п.), а также соединительные элементы и уплотнения между элементами пробоотборной системы, контактирующие с исследуемым газом, должны быть изготовлены из нержавеющей стали марок, указанных в 8.3, из фторопласта по ГОСТ 10007 или других материалов, аналогичных им по свойствам, химически инертных к компонентам природного газа и не сорбирующих их.

8.5 Если давление в точке отбора проб выше давления, при котором, согласно условиям соглашений или стандартам, устанавливающим требования к природному газу, проводят измерения или нормируют $ТТР_в$ (давления измерения), то вместо определения $ТТР_в$ при давлении в точке отбора пробы с последующим дополнительным пересчетом результата измерений на давление измерения можно определять $ТТР_в$ непосредственно при давлении измерения с использованием регулятора давления (газового редуктора). При необходимости снижения давления исследуемого природного газа в измерительной камере гигрометра с давления в точке отбора проб до давления измерения оснащают пробоотборную линию газовым редуктором с допустимым избыточным входным давлением, превышающим давление в точке отбора пробы, и диапазоном выходных избыточных давлений, включающим давление измерения.

Примечание — Если давление в точке отбора проб исследуемого газа ниже давления измерения, то определяют $ТТР_в$ при давлении в точке отбора проб с последующим пересчетом результата на давление измерения.

8.6 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 (например, при работе с переносными гигрометрами) испытания следует проводить в обогреваемом помещении.

8.7 Если давление исследуемого газа при измерении равно давлению в точке отбора пробы, то температура исследуемого газа на входе в измерительную камеру гигрометра должна быть не ниже его температуры в точке отбора пробы. Если температура пробоотборной линии (принимаемая в данном случае за температуру окружающей среды) ниже температуры исследуемого газа в точке отбора, то следует подогревать пробоотборную линию нагревательными элементами, соответствующими требованиям ГОСТ 31370.

9 Требования к оборудованию, средствам измерений, материалам и реактивам

9.1 Температуру точки росы природного газа по воде измеряют, используя потоковые или переносные гигрометры, соответствующие следующим требованиям:

- гигрометры должны относиться к рабочим средствам измерений в соответствии с ГОСТ 8.547 (государственная поверочная схема);
- состав исследуемого природного газа должен соответствовать области применения гигрометра;
- климатическое исполнение гигрометра должно соответствовать условиям эксплуатации в макроклиматическом районе по ГОСТ 15150;

- покрытия наружных поверхностей гигрометра и принадлежностей должны соответствовать ГОСТ 9.032 в условиях эксплуатации УХЛ 1 по ГОСТ 15150;

- защитная оболочка корпуса гигрометра должна обеспечивать защиту не ниже IP54 по ГОСТ 14254;

- конструкция гигрометра должна быть выполнена с учетом общих требований [2] для электрооборудования, размещаемого во взрывоопасных зонах;

- корпус (или первичный преобразователь) гигрометра, находящийся во взрывоопасной зоне, должен иметь взрывобезопасный уровень взрывозащиты согласно требованиям [2] с соответствующей маркировкой взрывозащиты;

- чувствительный элемент, измерительная камера, газоподводящие линии и все элементы конструкции гигрометра, непосредственно контактирующие с исследуемым газом, должны быть рассчитаны на давление и температуру, характерные для исследуемого газа, химически инертны к компонентам газа и не сорбировать их;

- по способу защиты человека от поражения электрическим током гигрометр должен относиться к классу 0I по ГОСТ 12.2.007.0;

- если в руководстве по эксплуатации гигрометра указано предельное содержание агрессивных компонентов (например, сероводорода) в исследуемом природном газе, то в случае превышения содержания указанных компонентов в природном газе проведение испытаний с использованием такого гигрометра не допускается.

9.2 При измерении $ТТР_в$ используют СИ, оборудование, материалы и реактивы, соответствующие требованиям настоящего стандарта и руководства по эксплуатации применяемого гигрометра.

9.3 Измеряют $ТТР_в$ с учетом требований настоящего стандарта и руководств по эксплуатации применяемых СИ и оборудования.

10 Сущность методов измерений

10.1 Сущность конденсационных методов измерения температуры точки росы природного газа по воде заключается в определении температуры конденсационной поверхности (зеркала) конденсационного гигрометра, контактирующей с потоком исследуемого природного газа, в момент образования на ней конденсированной водной фазы в процессе медленного изобарического охлаждения.

10.2 В зависимости от способа определения наличия конденсированной водной фазы на зеркале гигрометра различают визуальный и автоматический конденсационные методы измерения $ТТР_в$ природного газа.

10.3 При использовании визуального конденсационного метода значение $ТТР_в$ определяют так же, как среднее арифметическое значение температур начала конденсации и начала испарения росы на зеркале гигрометра.

10.4 При использовании автоматического конденсационного метода допускается применение других алгоритмов определения $ТТР_в$, разработанных изготовителем автоматического гигрометра.

11 Визуальный конденсационный метод

11.1 Средства измерений, оборудование, материалы и реактивы

При определении $ТТР_в$ используют следующие СИ, оборудование, материалы и реактивы:

- визуальный конденсационный гигрометр, соответствующий требованиям раздела 9 и имеющий пределы абсолютной погрешности измерений $ТТР_в$ в пределах значений, указанных в таблице 1;

- СИ давления соответствующего класса точности и пределами измерений, обеспечивающими измерение избыточного давления исследуемого газа в измерительной камере гигрометра с относительной погрешностью в пределах ±1,5 %;

- СИ давления, обеспечивающие измерение атмосферного давления с пределом допускаемой основной абсолютной погрешности не более 0,2 кПа (1,5 мм рт. ст.);

- СИ или индикатор расхода природного газа с верхним пределом измерений (индикации), обеспечивающим измерение (индикацию) значения расхода, указанного в руководстве по эксплуатации используемого гигрометра, но не менее 4 $дм^3$/мин;

- СИ температуры, обеспечивающие измерение температуры окружающего воздуха, исследуемого природного газа в точке отбора пробы, редуктора и пробоотборной линии в диапазоне от минус 20,0 °С до плюс 50,0 °С с допускаемой погрешностью ±1,0 °С;

Примечание — СИ давления и температуры, а также СИ (индикатор) расхода, указанные выше, необходимы в случае, если соответствующие СИ (индикатор) с аналогичными характеристиками не включены в комплектацию применяемого гигрометра.

- газовый редуктор с внешним или внутренним нагревом, взрывозащищенного исполнения, позволяющий снижать давление исследуемого природного газа до давления измерения (при проведении испытаний в обогреваемом помещении или боксе допускается использовать редуктор без нагрева в невзрывозащищенном исполнении);
- внешние средства охлаждения конденсационной поверхности (зеркала) гигрометра, например вихревая трубка Ранка, дроссельное устройство, сжиженные газы (пропан или смесь пропана и бутана, диоксид углерода);

Примечание — Применяют внешние средства охлаждения конденсационной поверхности (зеркала) гигрометра при отсутствии встроенных (штатных) средств охлаждения в составе гигрометра.

- секундомер;
- фильтр механических примесей;
- фильтр-патрон с сорбентом тяжелых углеводородов;

Примечания

1 Фильтр-патрон с сорбентом тяжелых углеводородов представляет собой картридж из полой жесткой пластиковой трубки, заполненный сорбентом, вставленный в металлический корпус, рассчитанный на давление исследуемого газа, материал которого соответствует требованиям 8.4.

2 Для предотвращения увлажнения сорбента парами воды, находящимися в воздухе, картриджи заполняют непосредственно перед выполнением измерений или хранят предварительно заполненные картриджи в плотно закрытой сухой стеклянной или металлической посуде с пакетированным осушителем (силикагель, молекулярные сита и т. п.).

- поглотитель тяжелых углеводородов барботажного типа периодического действия (барботер);
- вата медицинская гигроскопическая по ГОСТ 5556 или любая ткань, не оставляющая ворсинок и царапин на зеркале;
- этиловый спирт с объемной долей спирта не менее 95 % по ГОСТ 5962, ГОСТ 17299 или ГОСТ 18300;
- СИ, материалы и реактивы, входящие в комплект гигрометра;

Примечания

1 Допускается использовать другие СИ, оборудование, материалы и реактивы, соответствующие требованиям разделов 9 и 11, не уступающие по своим характеристикам СИ, оборудованию, материалам и реактивам, перечисленным выше.

2 Тампоны из медицинской гигроскопической ваты по ГОСТ 5556 или ткань используют для очистки зеркала гигрометра в случае отсутствия в его комплектации специальных принадлежностей.

11.2 Подготовка к проведению измерений

11.2.1 При необходимости зеркало гигрометра аккуратно, чтобы не повредить его поверхность, протирают ватой или тканью, смоченной спиртом или другим растворителем, указанным в руководстве по эксплуатации гигрометра, а затем сухой ватой или тканью до полного устранения разводов и подтеков.

11.2.2 Продувают пробоотборное устройство исследуемым газом, для чего полностью открывают запорный вентиль на несколько секунд, затем, после закрытия вентиля, подсоединяют пробоотборную линию, снабженную (при необходимости) редуктором.

Примечания

1 При наличии в исследуемом газе твердых (жидких) механических примесей в пробоотборную линию включают фильтр механических примесей (мембранный фильтр), который устанавливают до фильтр-патрона и редуктора в случае их использования.

2 Если в составе гигрометра отсутствует СИ давления, то данное СИ устанавливают на пробоотборной линии по возможности ближе к измерительной камере гигрометра. При технической возможности рекомендуется устанавливать СИ давления на выходе измерительной камеры гигрометра перед его выходным вентилем. Если измерение проводят с редуцированием давления, то СИ давления устанавливают после редуктора.

3 Если в составе гигрометра отсутствует индикатор расхода, то его устанавливают после выходного вентиля гигрометра.

4 При высоком содержании в исследуемом газе тяжелых углеводородов, не позволяющем полностью удалить их при помощи фильтр-патрона, перед фильтр-патроном для поглощения углеводородов дополнительно уста-

навливают поглотитель тяжелых углеводородов барботажного типа периодического действия (барботер). При этом при подготовке и выполнении измерений учитывают требования, установленные в документации на барботер. Фильтр-патрон в данном случае предназначен для удаления паров масла и остаточных количеств тяжелых углеводородов из исследуемого газа. Процедуры при подготовке и выполнении измерений с использованием барботера приведены в приложении А.

11.2.3 Продувают пробоотборную линию исследуемым газом, полностью открывая запорный вентиль на несколько секунд, и затем, после закрытия вентиля, подсоединяют гигрометр, предварительно убедившись, что его входной (при наличии) и выходной вентили закрыты.

11.2.4 При использовании редуктора продувают пробоотборную линию исследуемым газом от 5 до 7 мин, полностью открывая запорный вентиль и устанавливая расход от 2 до 4 дм^3/мин, вращением по часовой стрелке регулировочного винта редуктора. Перед открытием запорного вентиля необходимо убедиться, что отсутствует давление на нажимную пружину редуктора. После окончания продувки выкручивают регулировочный винт редуктора в исходное положение. Присоединяют к пробоотборной линии гигрометр, предварительно убедившись, что его входной (при наличии) и выходной вентили закрыты.

11.2.5 При закрытых входном и выходном вентилях гигрометра приоткрывают запорный вентиль пробоотборного устройства для заполнения пробоотборной линии исследуемым природным газом. Приоткрывают входной вентиль гигрометра. После установления в измерительной камере гигрометра давления, равного давлению в точке отбора, закрывают запорный вентиль пробоотборного устройства. При проверке герметичности пробоотборной линии и измерительной камеры гигрометра падение давления должно быть не более 2 % от исходного давления в течение 5 мин.

11.2.6 При использовании редуктора заполнение измерительной камеры гигрометра исследуемым природным газом проводят, полностью открывая запорный вентиль пробоотборного устройства и входной вентиль гигрометра. Затем вращением по часовой стрелке регулировочного винта редуктора медленно заполняют пробоотборную линию и измерительную камеру гигрометра исследуемым газом. Вращают регулировочный винт до тех пор, пока избыточное давление газа по показаниям СИ не достигнет значения, соответствующего давлению измерения. Если задано абсолютное давление измерения, следует учитывать атмосферное давление в момент измерения. Закрывают запорный вентиль пробоотборного устройства. Требования к герметичности — по 11.2.5.

11.2.7 Исходное давление в измерительной камере гигрометра принимают равным давлению в точке отбора исследуемого природного газа или (если требуется выполнять измерения $ТТР_в$ при давлении ниже, чем давление в точке отбора исследуемого газа) устанавливают исходное давление в измерительной камере гигрометра при помощи редуктора равным давлению измерения $ТТР_в$. Во всех случаях соблюдают условие по 7.2.

11.2.8 При негерметичности определяют место утечки обмыливанием соединений. Устраняют негерметичность, предварительно сбросив давление путем постепенного открытия выходного вентиля гигрометра. Далее выполняют требования 11.2.5 или 11.2.6.

11.2.9 Полностью открывают запорный вентиль пробоотборного устройства и входной вентиль гигрометра. Используя выходной вентиль гигрометра, устанавливают расход исследуемого газа через измерительную камеру гигрометра от 2 до 3 дм^3/мин и продувают с данным расходом пробоотборную линию и измерительную камеру не менее 10 мин, следя за тем, чтобы давление в измерительной камере гигрометра оставалось равным давлению в точке отбора пробы по 7.2.

11.2.10 При использовании редуктора заполнение измерительной камеры гигрометра и ее продувку исследуемым газом проводят следующим образом: полностью открывают запорный вентиль пробоотборного устройства и входной вентиль гигрометра, а затем заполняют пробоотборную линию и измерительную камеру гигрометра по 11.2.6. Устанавливают расход исследуемого газа через измерительную камеру гигрометра по 11.2.9, следя за тем, чтобы давление в измерительной камере гигрометра оставалось равным давлению измерения по 7.2. При необходимости корректируют давление в камере гигрометра регулировочным винтом редуктора.

11.3 Проведение измерений

11.3.1 Устанавливают выходным вентилем гигрометра значение расхода исследуемого газа через измерительную камеру гигрометра, указанное в руководстве по эксплуатации гигрометра. Избыточное давление исследуемого газа в измерительной камере гигрометра при этом должно быть равно давлению в точке отбора пробы (или давлению измерения) с соблюдением условия по 7.2. Если задано абсолютное давление измерения, следует учитывать атмосферное давление в момент измерения.

Примечания

1 Если для охлаждения зеркала гигрометра при помощи вихревой трубки Ранка или дроссельного устройства применяют исследуемый природный газ из основной точки отбора пробы (точки, из которой исследуемый газ поступает в измерительную камеру гигрометра) через тройник, необходимо контролировать отсутствие падения давления в измерительной камере гигрометра по сравнению с давлением в точке отбора пробы исследуемого газа (или давлением измерения в случае, если давление измерения ниже давления в точке отбора пробы исследуемого газа) по 7.2.

2 В гигрометрах, использующих для охлаждения зеркала встроенные элементы Пельтье, допускается применять вихревую трубку Ранка, сжиженные газы и охлажденный дросселируемый природный газ для понижения предельной температуры охлаждения зеркала путем дополнительного охлаждения корпуса первичного преобразователя гигрометра. При охлаждении корпуса гигрометра природным газом, отобранным из основной точки отбора исследуемого газа, также необходимо контролировать отсутствие падения давления в измерительной камере гигрометра по 7.2.

3 При использовании барботера для поглощения тяжелых углеводородов перед испытанием продувают пробоотборную систему и измерительную камеру гигрометра исследуемым природным газом в течение времени, указанного в документации на барботер.

11.3.2 Охлаждают зеркало гигрометра способом и по алгоритму, указанным в руководстве по эксплуатации гигрометра.

11.3.3 Охлаждают зеркало со скоростью не более 6 °С/мин и фиксируют температуру конденсации паров воды — появление на зеркале водного конденсата, в виде, описание или изображение которого приведено в руководстве по эксплуатации гигрометра. Устанавливают автоматически или вручную необходимую скорость охлаждения зеркала гигрометра согласно руководству по эксплуатации гигрометра. Во втором случае скорость охлаждения определяют, используя секундомер или встроенный таймер гигрометра, наблюдая за изменением температуры.

Примечания

1 В процессе охлаждения на зеркале может наблюдаться конденсация углеводородов в виде радужной пленки или мелких рассеянных прозрачных капель. В этом случае после закрытия запорного вентиля пробоотборного устройства и сброса давления на пробоотборной линии непосредственно перед измерительной камерой гигрометра устанавливают фильтр-патрон с сорбентом тяжелых углеводородов. После этого очищают зеркало гигрометра по 11.2.1 и проверяют герметичность по 11.2.5 или 11.2.6. В случае негерметичности выполняют действия по 11.2.8. Далее следуют указаниям по 11.2.9 (или 11.2.10)—11.3.3. При первичной установке или замене фильтр-патрона время продувки пробоотборной линии и измерительной камеры гигрометра, установленное в 11.2.9, увеличивают на 5—7 мин.

2 Если при использовании фильтр-патрона на зеркале гигрометра конденсируются углеводороды, устанавливают новый фильтр-патрон или используют барботер для извлечения углеводородов.

3 Утилизируют сорбент после насыщения углеводородами. Не допускается повторное использование сорбента.

11.3.4 Продолжая продувать измерительную камеру гигрометра исследуемым газом, нагревают зеркало со скоростью, как можно более близкой к скорости его охлаждения, и фиксируют температуру начала испарения росы (уменьшения пятна на зеркале).

11.3.5 Вычисляют температуру точки росы по воде $t_в$, °С, по формуле

$$t_в = (t_1 + t_2)/2, \quad (1)$$

где t_1 — температура начала конденсации росы, °С;

t_2 — температура начала испарения росы, °С.

Вычисленное значение $ТТР_в$ считают ориентировочным и округляют до целого числа.

11.3.6 Нагревают зеркало гигрометра до температуры исследуемого природного газа.

11.3.7 При необходимости очищают зеркало гигрометра по 11.2.1, предварительно сбросив давление путем закрытия запорного вентиля пробоотборного устройства. После очистки зеркала проверяют герметичность по 11.2.5 или 11.2.6. В случае негерметичности выполняют действия по 11.2.8. Продувают камеру гигрометра исследуемым газом не менее 5 мин с учетом требований 11.2.9 или 11.2.10. Устанавливают необходимый расход исследуемого газа по 11.3.1.

11.3.8 Охлаждают зеркало со скоростью не более 6 °С/мин до температуры, превышающей ориентировочное значение температуры точки росы по воде исследуемого газа, определенное в 11.3.5, не менее чем на 4 °С.

11.3.9 Затем продолжают охлаждение зеркала со скоростью не выше 1 °С/мин и определяют температуру начала конденсации водяных паров t_1, °С.

11.3.10 Продолжая продувать измерительную камеру гигрометра исследуемым газом, прекращают охлаждение зеркала гигрометра и определяют температуру начала испарения росы t_2, °С. Разность между температурами t_1 и t_2 должна быть не более 2,0 °С.

11.3.11 Вычисляют результат определения $t_{в1}$, °С, по формуле (1).

11.3.12 Затем проводят второе определение в соответствии с 11.3.6—11.3.10 и вычисляют результат второго определения $t_{в2}$, °С, по формуле (1).

11.3.13 Альтернативным алгоритмом измерения $ТТР_в$ является определение температуры начала конденсации водяных паров. При этом скорость изменения температуры зеркала в пределах 1,0 °С от предполагаемого значения $ТТР_в$ (превышающего ориентировочное значение $ТТР_в$, определенное в 11.3.3, не менее чем на 4 °С) не должна превышать 1,0 °С/мин. При реализации данного алгоритма проводят два определения по настоящему подразделу за исключением 11.3.4, 11.3.5, 11.3.10 и 11.3.11. Получают два результата $t_{в1}$ и $t_{в2}$, °С, как температуры начала конденсации водяных паров.

11.3.14 Обработка и оформление результатов измерений — по разделу 14.

12 Автоматический конденсационный метод

12.1 Средства измерений, оборудование, материалы и реактивы

Используют следующие СИ, оборудование, материалы и реактивы:

- автоматический конденсационный гигрометр, соответствующий требованиям раздела 9, с допускаемой погрешностью определения $ТТР_в$, не превышающей (в соответствии с руководством по эксплуатации гигрометра) ±3 °С во всем диапазоне определяемых значений $ТТР_в$;

Примечания

1 Допускается измерять температуру точки росы по воде с использованием автоматических гигрометров, реализующих альтернативные принципы измерений (например, электролитический, пьезосорбционный, диэлькометрический, ИК-спектроскопический и т.п.), при условии, что они соответствуют требованиям раздела 9 и имеют допускаемую погрешность определения $ТТР_в$ (в соответствии с руководством по эксплуатации гигрометра), не превышающую ±3 °С во всем диапазоне определяемых значений $ТТР_в$.

2 Методики измерений, реализуемые указанными выше альтернативными гигрометрами, должны быть внесены в эксплуатационную документацию на данные СИ.

3 При записи результатов измерений, полученных при помощи гигрометров, реализующих альтернативные методы измерений $ТТР_в$, помимо основной погрешности измерений, необходимо учитывать также дополнительную погрешность, связанную с пересчетом значения первичной измеряемой гигрометром физической величины в единицы температуры точки росы по воде.

- СИ давления соответствующего класса точности и пределами измерений, обеспечивающее измерение избыточного давления исследуемого газа в измерительной камере гигрометра с относительной погрешностью в пределах ±1,5 %;

- индикатор расхода природного газа с верхним пределом измерений, обеспечивающим измерение расхода, указанного в руководстве по эксплуатации гигрометра;

- СИ температуры, обеспечивающие измерение температуры окружающего воздуха и природного газа в точке отбора в диапазоне от минус 20,0 °С до плюс 50,0 °С с допускаемой погрешностью в пределах ±1,0 °С;

- газовый редуктор с внешним или внутренним нагревом, взрывозащищенного исполнения, позволяющий снизить давление исследуемого газа до давления измерения (допускается использовать редуктор без нагрева в невзрывозащищенном исполнении при проведении испытаний в обогреваемом помещении или боксе);

- фильтр механических примесей;

Примечания

1 Допускается для дополнительного охлаждения корпуса гигрометра применять вихревую трубку Ранка, сжиженные газы и дросселируемый природный газ. При использовании для охлаждения корпуса гигрометра природного газа, отобранного из основной точки отбора исследуемого газа, следует контролировать отсутствие падения давления в измерительной камере гигрометра по 7.2.

2 Целесообразно в качестве фильтра механических примесей при использовании потокового гигрометра применять фильтр-сепаратор, состоящий из камеры высокого давления, входного и выходного соединительных фитингов и дренажного вентиля, т.к. данная конструкция позволяет проводить очистку фильтра от накопившихся примесей без приостановки процесса измерения.

- фильтр-патрон с сорбентом тяжелых углеводородов (см. примечания к 11.1);

- поглотитель тяжелых углеводородов барботажного типа периодического действия (барботер);
- поглотитель тяжелых углеводородов проточного типа постоянного действия (абсорбер);
- вата медицинская гигроскопическая по ГОСТ 5556 или любая безворсовая ткань, не оставляющая царапин на зеркале;
- спирт этиловый с объемной долей спирта не менее 95,0 % по ГОСТ 5962, ГОСТ 17299 или ГОСТ 18300;
- СИ, материалы и реактивы, входящие в комплект гигрометра.

Примечание — Допускается использовать другие СИ, оборудование, материалы и реактивы, соответствующие требованиям разделов 9 и 12, не уступающие по своим характеристикам СИ, оборудованию, материалам и реактивам, перечисленным выше.

12.2 Подготовка и проведение измерений

12.2.1 Подготовку и измерения $ТТР_в$ потоковым автоматическим гигрометром проводят согласно руководству по эксплуатации гигрометра с учетом требований 11.3.1. При необходимости измерения $ТТР_в$ при давлении ниже давления в точке отбора пробы исследуемого газа устанавливают заданное давление при помощи редуктора. Контроль давления в измерительной камере гигрометра осуществляют, используя СИ давления, которое устанавливают на пробоотборной линии по возможности ближе к измерительной камере гигрометра. При наличии редуктора СИ давления устанавливают на пробоотборной линии после него. При технической возможности рекомендуется установить СИ давления на выходе измерительной камеры гигрометра перед его выходным вентилем.

12.2.2 Подготовку к выполнению измерений переносным автоматическим гигрометром проводят в соответствии с руководством по эксплуатации гигрометра с учетом требований 11.2. Измерения переносным автоматическим гигрометром проводят согласно руководству по эксплуатации гигрометра с учетом требований 11.3.1.

Примечания

1 Для поглощения углеводородов при измерении переносным автоматическим гигрометром, если конденсирующиеся на зеркале тяжелые углеводороды при более высокой температуре препятствуют конденсации водяных паров и не позволяют получить результат измерений $ТТР_в$, следует использовать фильтр-патрон с сорбентом тяжелых углеводородов (см. раздел 11). Если фильтр-патрон не позволяет эффективно поглощать тяжелые углеводороды, то для их поглощения при измерении переносным автоматическим гигрометром применяют поглотитель тяжелых углеводородов барботажного типа периодического действия (см. раздел 11).

2 При высоком содержании тяжелых углеводородов в исследуемом газе для их поглощения при измерении потоковым гигрометром применяют поглотитель тяжелых углеводородов проточного типа постоянного действия (абсорбер), который следует устанавливать перед редуктором, но после фильтра механических примесей (при необходимости использования). Для поглощения паров масла на выходе абсорбера необходимо устанавливать фильтр-патрон с сорбентом тяжелых углеводородов. При использовании абсорбера подготовку и проведение испытаний потоковыми гигрометрами проводят с учетом требований, установленных в документации на абсорбер. Процедуры при подготовке и проведении испытаний с использованием абсорбера приведены в приложении А.

12.2.3 Обработка и оформление результатов измерений — по разделу 14.

12.2.4 Контроль точности измерений автоматическим гигрометром — по разделу 15.

13 Метрологические характеристики (показатели точности) измерений

13.1 Значения доверительных границ суммарной абсолютной погрешности измерений (при доверительной вероятности $P = 0,95$) $\pm\Delta_К$, °С, и среднего квадратического отклонения повторяемости σ_r, °С, результатов определения $ТТР_в$ природного газа визуальным конденсационным методом в зависимости от диапазона значений $ТТР_в$ приведены в таблице 1.

Таблица 1 — Показатели точности измерений $ТТР_в$ визуальным конденсационным методом

В градусах Цельсия

Диапазон измерений $ТТР_в$	Доверительные границы суммарной абсолютной погрешности $\pm\Delta_К$, $P = 0,95$	Среднее квадратическое отклонение повторяемости σ_r
От минус 79,9 до минус 60,0 включ.	3,0	0,75
Св. минус 60,0 до минус 30,0 включ.	2,0	0,55

Окончание таблицы 1

В градусах Цельсия

Диапазон измерений $ТТР_в$	Доверительные границы суммарной абсолютной погрешности $\pm\Delta_К$, P = 0,95	Среднее квадратическое отклонение повторяемости σ_r
Св. минус 30,0 до 0,0 включ.	1,5	0,35
Св. 0,0 до 30,0 включ.	1,0	0,25
Примечание — Значения абсолютной расширенной неопределенности $U(ТТР_в)$, °С, результатов измерений $ТТР_в$ по настоящему стандарту (при коэффициенте охвата k = 2) принимают равными значениям доверительных границ суммарной абсолютной погрешности измерений (при доверительной вероятности P = 0,95), приведенным в таблице 1, для соответствующего диапазона значений $ТТР_в$.		

13.2 Значения доверительных границ суммарной абсолютной погрешности результатов измерений $ТТР_в$ природного газа автоматическим гигрометром $\pm\Delta_П$, °С, — в соответствии с паспортом и/или руководством по эксплуатации гигрометра.

14 Обработка и оформление результатов измерений

14.1 Обработка и оформление результатов измерений температуры точки росы по воде визуальными гигрометрами

14.1.1 За результат измерения $ТТР_в$ принимают округленное до первого десятичного знака среднее арифметическое значение результатов двух последовательных измерений, полученных в условиях повторяемости, если выполняется условие приемлемости, выражаемое соотношением

$$|t_{в1} - t_{в2}| \le 2{,}77 \cdot \sigma_r, \quad (2)$$

где $t_{в1}$, $t_{в2}$ — результаты последовательных измерений $ТТР_в$, °С;

σ_r — среднее квадратическое отклонение повторяемости (см. таблицу 1), °С;

2,77 — коэффициент критического диапазона для двух результатов измерений.

14.1.2 Если условие (2) не выполняется, проводят еще одно измерение в условиях повторяемости по 11.3.6—11.3.10 или 11.3.13. За результат измерения $ТТР_в$ принимают среднее арифметическое значение результатов трех измерений, округленное до первого десятичного знака, если выполняется условие, выражаемое соотношением

$$t_{в\,max} - t_{в\,min} \le 3{,}3 \cdot \sigma_r, \quad (3)$$

где $t_{в\,max}$, $t_{в\,min}$ — максимальное и минимальное значения из полученных трех результатов измерений $ТТР_в$, °С;

3,3 — коэффициент критического диапазона для трех результатов измерений.

14.1.3 Результат измерения $ТТР_в$ $t_в$, °С, при избыточном давлении P, МПа, представляют формулой

$$t_в(P) = (t_{в\,ср} \pm \Delta_К), \quad (4)$$

где $t_{в\,ср}$ — среднее арифметическое значение результатов измерений $ТТР_в$, признанных приемлемыми по 14.1.1 или 14.1.2, °С;

$\pm\Delta_К$ — доверительные границы погрешности результата измерения $ТТР_в$ в соответствии с таблицей 1, °С.

14.1.4 В случае невыполнения условия (3) результат измерения $ТТР_в$ $t_в$, °С, представляют в виде формулы

$$t_в(P) = (t_{в(2)} \pm \Delta_К), \quad (5)$$

где $t_{в(2)}$ — второй наименьший (медиана) из трех результатов измерений $ТТР_в$, °С.

14.2 Обработка и оформление результатов измерений температуры точки росы по воде автоматическими гигрометрами

14.2.1 Обработку результатов измерений $ТТР_в$ переносными автоматическими гигрометрами проводят в соответствии с руководством по эксплуатации.

14.2.2 Результат измерения ТТР$_в$ $t_в$, °С, при избыточном давлении P, МПа, представляют в виде

$$t_в(P) = (t_{в\,р.} \pm \Delta_П), \quad (6)$$

где $t_{в\,р.}$ — результат измерения ТТР$_в$, °С;

$\pm\Delta_П$ — доверительные границы погрешности результата измерения ТТР$_в$, °С, по 13.2.

14.2.3 Результат измерения ТТР$_в$ $t_в$, °С, потоковыми гигрометрами при избыточном давлении P, МПа, представляют формулой (6).

Примечание — Результат измерения ТТР$_в$ потоковыми гигрометрами в автоматизированной системе управления технологическим процессом представляют в виде $t_{в\,р}$.

14.3 Результат измерения ТТР$_в$ и значение доверительных границ абсолютной погрешности результата округляют до первого десятичного знака.

14.4 Значение давления в мегапаскалях, при котором измеряли ТТР$_в$, округляют до второго десятичного знака.

14.5 Если фактическое значение ТТР$_в$ выходит за предел практически достигаемой температуры конденсационной поверхности гигрометра, то результат измерения при избыточном давлении P, МПа, представляют в виде

$$t_в(P) < (t_{min}), \quad (7)$$

где t_{min} — значение практически достигаемой температуры конденсационной поверхности гигрометра, °С.

14.6 Если при измерении ТТР$_в$ давление задано как абсолютное, то в формулах (4) — (7) вместо избыточного давления P, МПа, определенного по показаниям СИ давления, указывают абсолютное давление $P_а$, МПа, которое вычисляют по формуле

$$P_а = P + P_{атм.}, \quad (8)$$

где $P_{атм.}$ — значение атмосферного давления в момент измерения, МПа, округленное до второго десятичного знака. Допускается принимать значение $P_{атм.}$, равное 0,1 МПа.

14.7 Если результаты двух последовательных измерений ТТР$_в$ визуальным конденсационным гигрометром выходят за нижний предел полного диапазона измерений визуальным конденсационным методом, приведенного в таблице 1 (минус 79,9 °С), то результат измерения при давлении P, МПа, представляют в виде

$$t_в(P) = (t_{в\,ср.}). \quad (9)$$

14.8 При необходимости результаты измерений ТТР$_в$ природного газа оформляют протоколом испытаний, содержащим:

а) идентификацию пробы природного газа, в том числе:
- время, место, дату и метод отбора пробы природного газа (по возможности);
- точку отбора пробы природного газа;
- условия при отборе природного газа (температуру и давление природного газа в точке отбора, температуру, давление, влажность окружающего воздуха);

б) обозначение настоящего стандарта;

в) дату проведения испытаний;

г) общую информацию:
- дату оформления протокола испытаний;
- наименование и адрес испытательной лаборатории (или организации, к которой относится испытательная лаборатория);
- информацию об аккредитации испытательной лаборатории (при наличии);
- подпись уполномоченного лица испытательной лаборатории.

15 Контроль точности результатов измерений

15.1 Контроль точности результатов измерений ТТР$_в$ проводят путем сравнения результатов параллельных измерений, полученных контрольным (визуальным) и проверяемым (автоматическим) гигрометрами при возникновении обоснованных сомнений в достоверности показаний проверяемого гигрометра.

Примечание — При проведении параллельных измерений $ТТР_в$ контрольным и проверяемым гигрометрами их следует подключать к пробоотборной системе (при проточном исполнении проверяемого гигрометра) через тройник или подключают контрольный гигрометр в непосредственной близости от точки отбора пробы проверяемого гигрометра (при погружном исполнении проверяемого гигрометра).

15.2 Измерение $ТТР_в$ контрольным и проверяемым гигрометрами проводят в соответствии с настоящим стандартом.

15.3 Абсолютное расхождение между результатами измерений $ТТР_в$ контрольным $t_{в(К)}$, °С, и проверяемым $t_{в(П)}$, °С, гигрометрами Δ_t, °С, вычисляют по формуле

$$\Delta_t = |t_{в(К)} - t_{в(П)}|. \quad (10)$$

15.4 Абсолютное расхождение между результатами измерений $ТТР_в$ контрольным и проверяемым гигрометрами не должно превышать значения допускаемого расхождения $\Delta_Д$, °С, которое вычисляют по формуле

$$\Delta_Д = \Delta_К + \Delta_П, \quad (11)$$

где $\Delta_К$ и $\Delta_П$ — значения (по модулю) границ допускаемой абсолютной погрешности результатов измерений $ТТР_в$ контрольным и проверяемым гигрометрами в соответствии с разделом 13, °С.

15.5 Если абсолютное расхождение между результатами измерений превышает значение $\Delta_Д$, вычисленное по формуле (11), проводят повторный контроль точности измерений $ТТР_в$ проверяемым гигрометром по 15.1—15.3.

15.6 При повторном превышении значения допускаемого расхождения $\Delta_Д$ результаты измерений $ТТР_в$, выполненных с использованием проверяемого гигрометра, признают недостоверными и проводят мероприятия по выявлению и устранению причин недостоверности результатов измерений, выполняемых с использованием проверяемого гигрометра.

15.7 Результаты контроля точности измерений $ТТР_в$ оформляют протоколом контроля метрологических характеристик проверяемого гигрометра.

15.8 Допускается, при необходимости, проводить контроль точности измерений $ТТР_в$ переносных гигрометров с применением генераторов влажного газа, которые должны относиться к рабочим эталонам не ниже 1-го разряда, в соответствии с государственной поверочной схемой по ГОСТ 8.547, или соответствовать другим установленным требованиям.

15.9 Применяемый при контроле точности измерений $ТТР_в$ генератор влажного газа должен иметь свидетельство об утверждении типа средств измерений, действующее свидетельство о поверке, методику поверки, утвержденную в установленном порядке, или другие документы, установленные действующими в стране законодательством и нормативными документами, а также руководство по эксплуатации.

15.10 Контроль точности измерений $ТТР_в$ с применением генераторов влажного газа проводят в соответствии с руководствами по эксплуатации применяемого генератора и контролируемого гигрометра.

15.11 Результаты контроля точности измерений $ТТР_в$ обрабатывают в соответствии с 15.3—15.7, при этом за величину $t_{в(К)}$ в формуле (10) принимают значение $ТТР_в$, воспроизводимой генератором влажного газа, за величину $\Delta_К$ в формуле (11) принимают значение по модулю границ допускаемой абсолютной погрешности генератора влажного газа, за величину $t_{в(П)}$ в формуле (10) принимают результат измерения $ТТР_в$ переносным гигрометром, а за величину $\Delta_П$ в формуле (11) принимают значение по модулю границ допускаемой абсолютной погрешности результатов измерений $ТТР_в$ переносного гигрометра в соответствии с его руководством по эксплуатации (или описанием типа СИ).

15.12 Допускается при проведении контроля точности измерений $ТТР_в$ применять гигрометр, который может быть одновременно контрольным и проверяемым в случае, если в нем реализована возможность выполнения измерения $ТТР_в$ как визуальным, так и автоматическим конденсационными методами. При этом $ТТР_в$ определяют визуальным и автоматическим конденсационными методами последовательно в произвольном порядке.

Приложение А
(обязательное)

Процедуры отбора проб и подготовки к проведению испытаний с применением абсорберов и барботеров

А.1 Подключают абсорбер (барботер) к пробоотборной системе в соответствии с эксплуатационной документацией.

А.2 Открывают запорный вентиль. Заполняют пробоотборную систему исследуемым газом до входного вентиля абсорбера (барботера). В соответствии с эксплуатационной документацией устанавливают необходимый расход масла в абсорбере.

А.3 Плавно открывая входной вентиль, подают исследуемый газ в абсорбер (барботер). Открывая выходной вентиль, продувают абсорбер (барботер) исследуемым газом с расходом и в течение времени, установленными в его эксплуатационной документации.

А.4 Подсоединяют к выходному вентилю абсорбера (барботера) фильтр-патрон с сорбентом тяжелых углеводородов.

А.5 Подключают гигрометр и последующие элементы пробоотборной системы, заполняют измерительную камеру гигрометра исследуемым газом до необходимого давления. Проверяют герметичность. Устраняют, при необходимости, негерметичность и заполняют измерительную камеру гигрометра исследуемым газом до необходимого давления.

А.6 После установления расхода газа, указанного в эксплуатационной документации гигрометра, выходным вентилем гигрометра, продувают систему исследуемым газом и приступают к выполнению измерений.

А.7 Операции по сбросу исследуемого газа, отсоединению от пробоотборной системы, разборке, замене масла проводят в соответствии с эксплуатационной документацией на абсорбер (барботер).

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 (утвержден решением Комиссии Таможенного союза от 18 октября 2011 г. № 825)

УДК 543.27.001.4:006.354 МКС 75.060

Ключевые слова: природный газ, определение температуры точки росы по воде

Редактор *В.Н. Шмельков*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *Е.Д. Дульнева*
Компьютерная верстка *И.А. Налейкиной*

Сдано в набор 19.04.2021. Подписано в печать 23.04.2021. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 2,32. Уч.-изд. л. 2,10.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ»
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 20060—2021 Газ природный. Определение температуры точки росы по воде

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

(ИУС № 5 2023 г.)

Поправка к ГОСТ 20060—2021 Газ природный. Определение температуры точки росы по воде

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

(ИУС № 5 2025 г.)

gost.e-ecolog.ru