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

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ
СТАНДАРТ

**ГОСТ
20061—
2021**

ГАЗ ПРИРОДНЫЙ

Определение температуры точки росы по углеводородам

(ISO/TR 11150:2007, 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 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
Украина	UA	Минэкономразвития Украины

4 Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15 апреля 2021 г. № 218-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 20061—2021 введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 января 2022 г.

5 В настоящем стандарте учтены основные нормативные положения международного стандарта ISO/TR 11150:2007 «Природный газ. Точка росы по углеводородам и содержание углеводородов» (Natural gas — Hydrocarbon dew point and hydrocarbon content, NEQ)

6 ВЗАМЕН ГОСТ 20061—84

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 9
13 Метрологические характеристики (показатели точности) измерений 10
14 Обработка и оформление результатов измерений 11
15 Контроль точности результатов измерений 12
Библиография 14

Поправка к ГОСТ 20061—2021 Газ природный. Определение температуры точки росы по углеводородам

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

(ИУС № 9 2022 г.)

Поправка к ГОСТ 20061—2021 Газ природный. Определение температуры точки росы по углеводородам

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

(ИУС № 5 2023 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 углеводородам

Natural gas. Determination of hydrocarbon dew point temperature

Дата введения — 2022—01—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, транспортируемый по ним, поставляемый в системы газораспределения и используемый в качестве сырья и топлива промышленного и коммунально-бытового назначения.

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

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие межгосударственные стандарты:

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

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

Издание официальное

ГОСТ 17.2.3.02* Правила установления допустимых выбросов загрязняющих веществ промышленными предприятиями

ГОСТ 2408.1—95 (ИСО 625—96) Топливо твердое. Методы определения углерода и водорода

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 углеводородам;** $ТТР_{ув}$: Температура начала конденсации паров углеводородов в процессе изобарического охлаждения природного газа при известном давлении.

Примечания

1 Температуру точки росы по углеводородам, 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 углеводородам к избыточному давлению природного газа. При этом необходимо указывать, к какому давлению природного газа, абсолютному или избыточному, отнесено значение температуры точки росы по углеводородам.

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

* 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 55878—2013 «Спирт этиловый технический гидролизный ректификованный. Технические условия».

3.2 **конденсационный метод измерения температуры точки росы по углеводородам:** Метод измерения температуры точки росы по углеводородам, заключающийся в изобарическом охлаждении исследуемого газа до температуры начала конденсации паров углеводородов и измерении этой температуры.

3.3 **конденсационный анализатор температуры точки росы по углеводородам:** Средство измерений, в котором реализован визуальный или автоматический конденсационный метод определения температуры точки росы по углеводородам.

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

3.5 **автоматический конденсационный анализатор температуры точки росы по углеводородам:** Конденсационный анализатор $ТТР_{ув}$, при измерении которым наличие углеводородной конденсированной фазы на его конденсационной поверхности фиксирует автоматизированная оптическая система.

Примечания

1 Оптическая система конденсационного анализатора $ТТР_{ув}$ состоит из источника и приемника электромагнитного излучения, которое, в зависимости от модели анализатора, может находиться в диапазоне от видимого до радиочастотного.

2 В некоторых типах автоматических конденсационных анализаторов $ТТР_{ув}$ предусмотрена функция дополнительного визуального контроля процесса образования углеводородной конденсированной фазы на конденсационной поверхности.

3.6 **конденсационная поверхность** (зеркало)**:** Поверхность чувствительного элемента конденсационного анализатора $ТТР_{ув}$, 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 анализатор температуры точки росы по углеводородам:** Конденсационный анализатор $ТТР_{ув}$, предназначенный для выполнения периодических измерений в различных точках отбора проб исследуемого газа.

3.8 **потоковый конденсационный анализатор температуры точки росы по углеводородам:** Конденсационный анализатор $ТТР_{ув}$, стационарно располагающийся в непосредственной близости от точки отбора пробы исследуемого газа, предназначенный для проведения непрерывных измерений $ТТР_{ув}$ в автоматическом режиме.

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 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 Т1 по ГОСТ 30852.11 и ГОСТ 30852.5 соответственно.

4.5 При работе с природным газом соблюдают требования безопасности, не уступающие требованиям 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 Санитарно-гигиенические требования к показателям микроклимата и допустимому содержанию вредных веществ в воздухе рабочей зоны должны соответствовать ГОСТ 12.1.005.

4.8 Все операции с природным газом проводят в зданиях и помещениях, обеспеченных вентиляцией, соответствующей требованиям ГОСТ 12.4.021, 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 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 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 анализатора и давления в точке отбора или установленного давления измерения (абсолютного или избыточного) в случае измерения $ТТР_{ув}$ 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 анализатора непосредственно в его измерительную камеру.

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

8.3 Исследуемый природный газ от точки отбора проб в камеру анализатора подают 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 анализатора. В качестве пробоотборных линий используют трубки, изготовленные из нержавеющей стали марок 08Х18Н12Т, 12Х18Н10Т по ГОСТ 5632 или любых других материалов, аналогичных им по свойствам, химически инертных к компонентам природного газа и не сорбирующих их.

8.4 Используемое при отборе проб исследуемого газа вспомогательное оборудование (редуктор, фильтры), 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 из 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 на природный газ проводят измерения или нормируют $ТТР_{ув}$ (давления измерения), то определяют $ТТР_{ув}$ при давлении измерения с использованием регулятора давления (газового редуктора). При необходимости снижения давления исследуемого газа в измерительной камере анализатора 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.

8.6 Если давление исследуемого газа при измерении необходимо установить ниже его давления в точке отбора пробы, то во избежание сорбции углеводородов на внутренней поверхности пробоотборной линии и редуктора, а также конденсации углеводородов из-за редуцирования исследуемого газа, 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 анализатора, до максимально возможной температуры, указанной в руководстве по эксплуатации.

При невозможности оснащения редуктора и пробоотборной линии нагревательными элементами (например, при работе с переносными анализаторами) 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 анализатора 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, пробоотборную линию подогревают нагревательными элементами, удовлетворяющими требованиям ГОСТ 31370.

9 Требования к оборудованию, средствам измерений, материалам и реактивам

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

- анализаторы должны относиться к рабочим средствам измерений;
- состав исследуемого природного газа должен соответствовать области применения анализатора;
- климатическое исполнение анализатора для соответствующего условиям эксплуатации макроклиматического района — по ГОСТ 15150;
- покрытия наружных поверхностей анализатора и принадлежностей должны соответствовать ГОСТ 9.032 для условий эксплуатации УХЛ 1 по ГОСТ 15150;
- защитная оболочка корпуса анализатора должна обеспечивать защиту не ниже IP54 по ГОСТ 14254;
- конструкция анализатора должна быть выполнена с учетом общих требований [2] для электрооборудования, размещаемого во взрывоопасных зонах;
- корпус (или первичный преобразователь) анализатора, находящийся во взрывоопасной зоне, должен иметь взрывобезопасный уровень взрывозащиты согласно требованиям [2] с соответствующей маркировкой взрывозащиты;
- чувствительный элемент, измерительная камера, газоподводящие линии и другие элементы конструкции анализатора, непосредственно контактирующие с исследуемым газом, должны быть рассчитаны на давление и температуру, характерные для исследуемого газа, химически инертны к компонентам природного газа и не сорбировать их;
- по способу защиты человека от поражения электрическим током анализатор должен относиться к классу 0I по ГОСТ 12.2.007.0;
- если в руководстве по эксплуатации анализатора указано предельное содержание агрессивных компонентов (например, сероводорода) в исследуемом природном газе, то в случае превышения содержания в природном газе указанных компонентов проведение испытаний с использованием такого анализатора не допускается.

9.2 При измерении $ТТР_{ув}$ используют СИ, оборудование, материалы и реактивы, соответствующие требованиям настоящего стандарта и руководства по эксплуатации применяемого анализатора.

9.3 Измеряют $ТТР_{ув}$ 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 углеводородам заключается в определении температуры конденсационной поверхности (зеркала) конденсационного анализатора, контактирующей с потоком исследуемого газа, в момент образования на ней конденсированной углеводородной фазы в процессе медленного изобарического охлаждения.

10.2 В зависимости от способа определения наличия конденсированной углеводородной фазы на зеркале анализатора различают визуальный и автоматический конденсационные методы измерения $ТТР_{ув}$ природного газа.

11 Визуальный конденсационный метод

11.1 Средства измерений, оборудование, материалы и реактивы

При определении $ТТР_{ув}$ используют следующие СИ, оборудование, материалы и реактивы:

- визуальный конденсационный анализатор, соответствующий требованиям раздела 9 и имеющий пределы абсолютной погрешности измерений $ТТР_{ув}$ в пределах значений, указанных в таблице 1;
- СИ давления соответствующего класса точности и соответствующими пределами измерений, обеспечивающее измерение избыточного давления исследуемого газа в измерительной камере анализатора 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 анализатора, но не менее 4 $дм^3$/мин;
- СИ температуры, обеспечивающие измерение температуры окружающего воздуха и исследуемого газа в точке отбора в диапазоне от минус 20,0 °С до плюс 50,0 °С с допускаемой погрешностью в пределах ±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 анализатора;

- газовый редуктор с внешним или внутренним нагревом, взрывозащищенного исполнения, позволяющий снижать давление исследуемого 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) анализатора, например вихревая трубка Ранка, дроссельное устройство, сжиженные газы (пропан или смесь пропана и бутана, диоксид углерода).

Примечание — Внешние средства охлаждения конденсационной поверхности (зеркала) анализатора применяют при отсутствии встроенных (штатных) средств охлаждения в составе анализатора.

- секундомер;
- фильтр механических примесей;
- осушающий фильтр-патрон с хлорнокислым безводным магнием (ангидроном), предназначенный для поглощения водяных паров из исследуемого газа.

Примечания

1 Осушающий фильтр-патрон представляет собой картридж из полой жесткой пластиковой трубки, заполненный ангидроном, вставленный в металлический корпус, рассчитанный на давление исследуемого газа, материал которого соответствует требованиям 8.4. Устанавливают фильтр-патрон, при необходимости, перед редуктором.

2 Для предотвращения увлажнения ангидрона водяными парами, находящимися в окружающем воздухе, картриджи заполняют непосредственно перед проведением испытаний или хранят предварительно заполненные картриджи в плотно закрытой сухой стеклянной посуде;

- медицинская гигроскопическая вата по ГОСТ 5556 или любая безворсовая ткань, не оставляющая царапин на зеркале;
- этиловый спирт с объемной долей спирта не менее 95,0 % по ГОСТ 5962, ГОСТ 17299 или ГОСТ 18300;
- ангидрон;
- СИ, материалы и реактивы, входящие в комплект анализатора.

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 Для очистки зеркала анализатора используют тампоны из медицинской гигроскопической ваты по ГОСТ 5556 или безворсовую ткань, если в его комплектации отсутствуют специальные принадлежности.

11.2 Подготовка к проведению измерений

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

11.2.2 Пробоотборное устройство продувают 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). Данный фильтр устанавливают до фильтр-патрона и редуктора в случае их использования.

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

3 Если в составе анализатора отсутствует СИ (индикатор) расхода, то его устанавливают после выходного вентиля анализатора.

11.2.3 Продувают пробоотборную линию исследуемым газом, полностью открывая запорный вентиль на несколько секунд, и затем, после закрытия вентиля, подсоединяют анализатор, 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, приблизительно равный 2—4 $дм^3$/мин, вращением по часовой стрелке регулировочного винта редуктора. Перед открытием запорного вентиля следует убедиться, что давление на нажимную пружину редуктора отсутствует. После окончания продувки выкручивают регулировочный винт редуктора в исходное положение. Присоединяют анализатор, предварительно убедившись, что его входной (при наличии) и выходной вентили закрыты.

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

11.2.6 При использовании редуктора заполнение измерительной камеры анализатора исследуемым газом проводят, полностью открывая запорный вентиль пробоотборного устройства и входной вентиль анализатора. Затем вращением по часовой стрелке регулировочного винта редуктора медленно заполняют пробоотборную линию и измерительную камеру анализатора исследуемым газом. Вращение регулировочного винта продолжают до тех пор, пока избыточное давление исследуемого газа по показаниям СИ давления не достигнет давления 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 анализатора принимают равным давлению в точке отбора исследуемого газа или, если определяют $ТТР_{ув}$ при давлении ниже, чем давление в точке отбора исследуемого газа, исходное давление в измерительной камере анализатора устанавливают при помощи редуктора равным давлению измерения $ТТР_{ув}$. Во всех случаях соблюдают условие по 7.2.

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

11.2.9 Полностью открывают запорный вентиль пробоотборного устройства и входной вентиль анализатора. Используя выходной вентиль анализатора, устанавливают расход исследуемого газа через измерительную камеру анализатора 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 анализатора оставалось равным давлению в точке отбора пробы исследуемого газа по 7.2.

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

11.3 Проведение измерений

11.3.1 Устанавливают выходным вентилем анализатора значение расхода исследуемого газа через измерительную камеру анализатора, указанное в руководстве по эксплуатации анализатора. Избыточное давление исследуемого газа в измерительной камере анализатора 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 анализатора при помощи вихревой трубки Ранка или дросселя применяют исследуемый природный газ из основной точки отбора пробы (точки, из которой исследуемый газ поступает в измерительную камеру анализатора) через тройник, необходимо контролировать отсутствие падения давления в измерительной камере анализатора по сравнению с давлением в точке отбора пробы исследуемого газа (или давлением измерения, если давление измерения ниже давления в точке отбора пробы исследуемого газа) по 7.2.

2 В анализаторах, 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 анализатора. При охлаждении корпуса анализатора природным газом, отобранным из основной точки отбора исследуемого газа, также необходимо контролировать отсутствие падения давления в измерительной камере анализатора по 7.2.

11.3.2 Охлаждают зеркало анализатора способом, указанным в руководстве по эксплуатации.

11.3.3 Охлаждают зеркало анализатора со скоростью не более 6 °С/мин и фиксируют $ТТР_{ув}$ как температуру появления на зеркале углеводородного конденсата в виде, описание или изображение которого приведено в руководстве по эксплуатации анализатора. Устанавливают необходимую скорость охлаждения зеркала анализатора автоматически или вручную согласно руководству по эксплуатации анализатора. Во втором случае при определении скорости охлаждения зеркала анализатора используют секундомер или встроенный таймер анализатора, наблюдая за изменением значений температуры зеркала анализатора во времени. Измеренное значение $ТТР_{ув}$ считают ориентировочным и округляют до целого числа.

Примечания

1 В процессе охлаждения на зеркале анализатора возможна конденсация водяных паров. В этом случае после закрытия запорного вентиля пробоотборного устройства и сброса давления исследуемого газа на пробоотборной линии устанавливают осушающий фильтр-патрон с ангидроном перед измерительной камерой анализатора. После этого очищают зеркало анализатора по 11.2.1, проверяют герметичность по 11.2.5 или 11.2.6. В случае негерметичности выполняют действия по 11.2.8. Далее следуют указаниям 11.2.9 (или 11.2.10) — 11.3.3. При первичной установке или замене осушающего фильтр-патрона с ангидроном время продувки пробоотборной линии и измерительной камеры анализатора исследуемым газом, установленное в 11.2.9, увеличивают на 5 мин.

2 Если при использовании осушающего фильтр-патрона наблюдают конденсацию паров воды на зеркале анализатора, устанавливают новый фильтр-патрон.

3 Утилизируют ангидрон, насыщенный парами воды, в соответствии с ГОСТ 2408.1—95 (пункт 4.3.1).

11.3.4 Нагревают зеркало анализатора до температуры исследуемого газа.

11.3.5 При необходимости очищают зеркало анализатора 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. При негерметичности выполняют действия по 11.2.8. С учетом требований 11.2.9 или 11.2.10 продувают камеру анализатора исследуемым газом не менее 5 мин. Устанавливают необходимый расход исследуемого газа через камеру анализатора по 11.3.1.

11.3.6 Охлаждают зеркало анализатора со скоростью не более 6 °С/мин до температуры, превышающей ориентировочное значение, определенное по 11.3.3, не менее чем на 4 °С.

11.3.7 Затем продолжают охлаждение зеркала со скоростью не более 1 °С/мин и определяют температуру конденсации углеводородов $t_{ув1}$, °С, которая является результатом первого определения.

11.3.8 Затем проводят второе определение в соответствии с 11.3.4 — 11.3.7 и получают результат $t_{ув2}$, °С.

Примечание — Допускается определять $ТТР_{ув}$ с использованием других алгоритмов охлаждения зеркала анализатора, указанных в руководстве по эксплуатации анализатора, при условии, что скорость изменения температуры зеркала анализатора в момент регистрации $ТТР_{ув}$ не превышает 1 °С/мин.

11.3.9 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 анализатор $ТТР_{ув}$, соответствующий требованиям раздела 9, с допускаемой погрешностью измерений $ТТР_{ув}$, не превышающей в соответствии с руководством по эксплуатации анализатора ±3 °С во всем диапазоне определяемых значений $ТТР_{ув}$;
- СИ давления соответствующего класса точности и соответствующими пределами измерений, обеспечивающее измерение избыточного давления исследуемого газа в измерительной камере анализатора 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.);
- индикатор расхода природного газа с верхним пределом измерений, обеспечивающим измерение расхода, указанного в руководстве по эксплуатации анализатора;
- СИ температуры, обеспечивающие измерение температуры окружающего воздуха и исследуемого газа в точке отбора в диапазоне от минус 20,0 °С до плюс 50,0 °С с допускаемой погрешностью в пределах ±1,0 °С;
- редуктор газовый с внешним или внутренним нагревом, взрывозащищенного исполнения, позволяющий снижать давление исследуемого газа до давления измерения (при проведении испытаний в обогреваемом помещении или боксе допускается использовать редуктор без нагрева в невзрывозащищенном исполнении).

Примечания

1 Для дополнительного охлаждения корпуса анализатора применяют вихревую трубку Ранка, сжиженные газы и дросселируемый природный газ. При охлаждении корпуса анализатора природным газом, отобранным из основной точки отбора исследуемого газа, необходимо контролировать отсутствие падения давления в измерительной камере анализатора.

2 Целесообразно в качестве фильтра механических примесей при применении потоковых анализаторов использовать 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;

- осушающий фильтр-патрон с хлорнокислым безводным магнием (ангидроном), предназначенный для поглощения водяных паров из исследуемого природного газа;
- ангидрон;
- медицинская гигроскопическая вата по ГОСТ 5556 или любая безворсовая ткань, не оставляющая царапин на зеркале;
- этиловый спирт с объемной долей спирта не менее 95,0 % по ГОСТ 5962, ГОСТ 17299 или ГОСТ 18300;
- СИ, материалы и реактивы, входящие в комплект анализатора.

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 $ТТР_{ув}$ потоковым автоматическим анализатором проводят согласно руководству по эксплуатации анализатора с учетом требований 11.3.1. При необходимости измерения $ТТР_{ув}$ при давлении ниже давления в точке отбора пробы исследуемого газа заданное давление измерения устанавливают при помощи редуктора. Контролируют давление в измерительной камере анализатора при помощи СИ давления, которое устанавливают на пробоотборной линии по возможности ближе к измерительной камере анализатора. При наличии редуктора СИ давления устанавливают на пробоотборной линии после него. При технической возможности рекомендуется устанавливать СИ давления на выходе измерительной камеры анализатора непосредственно перед его выходным вентилем.

12.2.2 Подготовку к выполнению измерений $ТТР_{ув}$ с использованием переносного автоматического анализатора проводят согласно руководству по эксплуатации анализатора с учетом требований 11.2. Определяют $ТТР_{ув}$ переносным автоматическим анализатором согласно руководству по эксплуатации анализатора с учетом требований 11.3.1.

Примечание — Если конденсирующиеся на зеркале анализатора водяные пары при температуре, превышающей определяемое значение $ТТР_{ув}$, препятствуют конденсации паров углеводородов и не позволяют определить $ТТР_{ув}$ с использованием переносного автоматического анализатора, для поглощения водяных паров из исследуемого газа следует использовать осушающий фильтр-патрон с ангидроном (см. раздел 11).

12.2.3 Обработка и оформление результатов измерений — по разделу 14.

12.2.4 Контроль точности измерений автоматическим анализатором проводят 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 среднее квадратическое отклонение повторяемости σ_r, °С, результатов определения $ТТР_{ув}$ природного газа визуальным конденсационным методом в зависимости от диапазона значений $ТТР_{ув}$ приведены в таблице 1.

Таблица 1 — Показатели точности измерений $ТТР_{ув}$ визуальным конденсационным методом

В градусах Цельсия

Диапазон измеряемой $ТТР_{ув}$	Доверительные границы абсолютной погрешности $\pm\Delta_К$ ($P = 0,95$)	Среднее квадратическое отклонение повторяемости σ_r
Св. минус 60,0 до минус 40,0 включ.	3,0	0,7
Св. минус 40,0 до минус 20,0 включ.	2,0	0,55
Св. минус 20,0 до 0,0 включ.	1,5	0,35
Св. 0,0 до 30,0 включ.	1,0	0,25
Примечание — Значения абсолютной расширенной неопределенности $U(ТТР_{ув})$, °С, результатов определения $ТТР_{ув}$ 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 $ТТР_{ув}$.		

13.2 Значения доверительных границ суммарной абсолютной погрешности результатов определения $ТТР_{ув}$ автоматическим анализатором $\pm\Delta_П$ в градусах Цельсия принимают в соответствии с паспортом и/или руководством по эксплуатации анализатора.

14 Обработка и оформление результатов измерений

14.1 Обработка и оформление результатов измерений температуры точки росы по углеводородам визуальными конденсационными анализаторами

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

$$|t_{ув1} - t_{ув2}| \le 2{,}77 \cdot \sigma_r, \quad (1)$$

где $t_{ув1}$, $t_{ув2}$ — результаты последовательных измерений $ТТР_{ув}$, °С;

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

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

14.1.2 Если не выполняется условие (1), в условиях повторяемости проводят еще одно измерение по 11.3.4—11.3.7. За результат измерения $ТТР_{ув}$ принимают среднее арифметическое значение результатов трех измерений, округленное до первого десятичного знака, если выполняется условие, выражаемое соотношением

$$t_{ув\ max} - t_{ув\ min} \le 3{,}3 \cdot \sigma_r, \quad (2)$$

где $t_{ув\ max}$, $t_{ув\ min}$ — максимальное и минимальное значения результатов трех измерений $ТТР_{ув}$, °С;

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

14.1.3 Результат измерения $ТТР_{ув}$ $t_{ув}$, °С, при избыточном давлении P, МПа, представляют в следующем виде:

$$t_{ув}(P) = (t_{ув\ ср.} \pm \Delta_К), \quad (3)$$

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

$\pm\Delta_К$ — доверительные границы погрешности результата измерения $ТТР_{ув}$ в соответствии с таблицей 1, °С.

14.1.4 В случае невыполнения условия (2) результат измерения $ТТР_{ув}$ $t_{ув}$, °С, представляют в виде

$$t_{ув}(P) = (t_{ув(2)} \pm \Delta_К), \quad (4)$$

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

14.2 Обработка и оформление результатов измерений температуры точки росы по углеводородам автоматическими конденсационными анализаторами

14.2.1 Обработку результатов измерений $ТТР_{ув}$ с использованием переносных автоматических анализаторов проводят в соответствии с руководством по эксплуатации.

14.2.2 Результат измерения $ТТР_{ув}$ $t_{ув}$, °С, при избыточном давлении P, МПа, представляют в виде

$$t_{ув}(P) = (t_{ув\ р.} \pm \Delta_П), \quad (5)$$

где $t_{ув\ р.}$ — результат измерения $ТТР_{ув}$, °С;

$\pm\Delta_П$ — доверительные границы погрешности результата измерения $ТТР_{ув}$ автоматическим анализатором по 13.2, °С.

14.2.3 Результат измерения $ТТР_{ув}$ $t_{ув}$, °С, потоковым анализатором при избыточном давлении P, МПа, представляют в виде формулы (5).

Примечание — Результат измерения $ТТР_{ув}$ потоковыми анализаторами в автоматизированной системе управления технологическим процессом представляют в виде $t_{ув\ р.}$

14.3 Результат измерения $ТТР_{ув}$ и значение доверительных границ абсолютной погрешности результата измерений округляют до первого десятичного знака.

14.4 Значения давления в мегапаскалях, при котором определяли $ТТР_{ув}$, округляют до второго десятичного знака.

14.5 Если фактическое значение $ТТР_{ув}$ исследуемого газа выходит за предел практически достигаемой температуры конденсационной поверхности анализатора, то результат измерения при избыточном давлении P, МПа, представляют в виде

$$t_{ув}(P) < (t_{min}), \quad (6)$$

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

14.6 Если при измерении $ТТР_{ув}$ давление задано как абсолютное, то в формулах (3) — (6) вместо избыточного давления P, МПа, определенного по показаниям СИ давления, указывают абсолютное давление $P_а$, МПа, вычисляемое по формуле

$$P_а = P + P_{атм}, \quad (7)$$

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 При необходимости результаты измерений $ТТР_{ув}$ 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 $ТТР_{ув}$ проводят путем сравнения результатов параллельных измерений, полученных контрольным (визуальным) и проверяемым (автоматическим) анализаторами при возникновении обоснованных сомнений в достоверности показаний проверяемого анализатора.

Примечание — При проведении параллельных измерений с использованием контрольных и проверяемых анализаторов их следует подключать к пробоотборной системе (при проточном исполнении проверяемого анализатора) через тройник или подключают контрольный анализатор в непосредственной близости от точки отбора пробы проверяемого анализатора (при погружном исполнении проверяемого анализатора).

15.2 Измерение $ТТР_{ув}$ контрольным и проверяемым анализаторами проводят в соответствии с настоящим стандартом.

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

$$\Delta_t = |t_{ув(К)} - t_{ув(П)}|. \quad (8)$$

15.4 Абсолютное расхождение между результатами измерений $ТТР_{ув}$ контрольным и проверяемым анализаторами не должно превышать значения допускаемого расхождения $\Delta_Д$, °С, вычисляемого по формуле

$$\Delta_Д = \Delta_К + \Delta_П, \quad (9)$$

где $\Delta_К$ и $\Delta_П$ — значения (по модулю) границ абсолютной погрешности результатов измерений $ТТР_{ув}$ с использованием контрольного и проверяемого анализаторов в соответствии с разделом 13, °С.

15.5 Если абсолютное расхождение между результатами измерений превышает значение $\Delta_Д$, вычисленное по формуле (9), проводят повторный контроль точности измерений проверяемым анализатором по 15.1 — 15.3.

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

15.7 Результаты контроля точности измерений $ТТР_{ув}$ оформляют протоколом контроля метрологических характеристик проверяемого анализатора.

15.8 Допускается при проведении контроля точности измерений $ТТР_{ув}$ применять анализатор, который может выступать одновременно контрольным и проверяемым в случае, если в нем реализована возможность определения $ТТР_{ув}$ как визуальным, так и автоматическим конденсационными методами. При этом измерения $ТТР_{ув}$ визуальным и автоматическим конденсационными методами проводят последовательно в произвольном порядке.

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 углеводородам

Редактор *В.Н. Шмельков*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *Л.С. Лысенко*
Компьютерная верстка *И.А. Налейкиной*

Сдано в набор 19.04.2021. Подписано в печать 21.04.2021. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 2,32. Уч.-изд. л. 2,00.

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 20061—2021 Газ природный. Определение температуры точки росы по углеводородам

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

(ИУС № 9 2022 г.)

Поправка к ГОСТ 20061—2021 Газ природный. Определение температуры точки росы по углеводородам

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

(ИУС № 5 2023 г.)

gost.e-ecolog.ru