
МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СОВЕТ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И СЕРТИФИКАЦИИ

(МГС)

INTERSTATE COUNCIL FOR STANDARDIZATION, METROLOGY AND CERTIFICATION

(ISC)



МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ
СТАНДАРТ

ГОСТ
20061–202_
(проект, RU)

ГАЗ ПРИРОДНЫЙ

Определение температуры точки росы

по углеводородам

Настоящий проект стандарта не подлежит применению до его утверждения

Москва

Стандартинформ

202_

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»

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

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

За принятие стандарта проголосовали:

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

4 Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от «___» _____ 202_ г. №___ межгосударственный стандарт ГОСТ 20061-202_ введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с «___» _____ 202_ г.

5 В настоящем стандарте учтен ряд нормативных положений международного стандарта ИСО/ТО 11150:2007 «Природный газ – Точка росы по углеводородам и

содержание углеводородов» (ISO/TR 11150:2007 «Natural gas – Hydrocarbon dew point and hydrocarbon content»);

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, 202_

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

Содержание

1	Область применения.....
2	Нормативные ссылки.....
3	Термины и определения.....
4	Требования безопасности.....
5	Требования охраны окружающей среды.....
6	Требования к квалификации персонала
7	Условия выполнения измерений.....
8	Отбор проб.....
9	Требования к средствам измерений, оборудованию, материалам и реактивам.....
10	Сущность методов измерений.....
11	Визуальный конденсационный метод.....
	11.1 Средства измерений, оборудование, материалы и реактивы.....
	11.2 Подготовка к выполнению измерений.....
	11.3 Выполнение измерений.....
12	Автоматический конденсационный метод.....
	12.1 Средства измерений, оборудование, материалы и реактивы.....
	12.2 Подготовка и выполнение измерений.....
13	Метрологические характеристики (показатели точности) измерений.....
14	Обработка и оформление результатов измерений.....
	14.1 Обработка и оформление результатов измерений температуры точки росы по углеводородам визуальными анализаторами.....
	14.2 Обработка и оформление результатов измерений температуры точки росы по углеводородам автоматическими анализаторами.....
15	Контроль точности измерений.....
	Библиография.....

Введение

Температура точки росы по углеводородам является одним из важнейших показателей качества природного газа. Несоблюдение требований по данному показателю может негативно сказываться на эффективности и безопасности транспортирования природного газа. В частности, наличие в полости газопровода углеводородного конденсата может приводить к увеличению гидравлического сопротивления транспортируемого потока природного газа, что отрицательно влияет на функционирование трубопроводной арматуры и технологического оборудования.

Настоящий стандарт содержит положения аттестованной методики измерений (свидетельство об аттестации от 27 марта 2020 г. № 44/РОСС RU.0001.310294-2020), внесенной в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений Российской Федерации (регистрационный номер ФР.1.31.2020.37178).

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

ГАЗ ГОРЮЧИЙ ПРИРОДНЫЙ

Определение температуры точки росы по углеводородам

Natural combustible gas

Determination of hydrocarbon dew point temperature

Дата введения – 202_ – 00 – 00

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт распространяется на природный газ, поступающий с промышленных 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 выполнения измерений 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 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

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 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 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

* На территории Республики Беларусь действует ГОСТ 17.2.3.02 «Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями».

* На территории Российской Федерации действует ГОСТ Р 58577 «Правила установления нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ проектируемыми и действующими хозяйствующими субъектами и методы определения этих нормативов».

ГОСТ 18300** Спирт этиловый ректификованный технический. Технические условия

ГОСТ 30852.0* Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования

ГОСТ 30852.5 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения

ГОСТ 30852.11 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам

ГОСТ 30852.19 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 20. Данные по горючим газам и парам, относящиеся к эксплуатации электрооборудования

ГОСТ 31370 Газ природный. Руководство по отбору проб

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

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины и определения по РМГ 29-2013 [1], а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 температура точки росы по углеводородам; $T_{TP_{ув}}$: Температура начала конденсации паров углеводородов в процессе изобарического охлаждения природного газа при известном давлении.

Примечания

** На территории Российской Федерации действует ГОСТ Р 55878 «Спирт этиловый технический гидролизный ректификованный. Технические условия».

* На территории Российской Федерации и Республики Беларусь действует ГОСТ 31610.0 «Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования».

1 Физический смысл имеет привязка значения температуры точки росы по углеводородам к абсолютному давлению природного газа. Однако, учитывая сравнительно узкий диапазон изменения атмосферного давления, в технических соглашениях и других документах допускается относить значение температуры точки росы по углеводородам к избыточному давлению природного газа. При этом необходимо указывать, какое давление природного газа задано – абсолютное или избыточное.

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

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 измерений температуры точки росы по углеводородам.

3.4 визуальный конденсационный анализатор температуры точки росы по углеводородам: Конденсационный анализатор $ТТР_{ув}$, при выполнении измерений 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 выполнении измерений 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 $TTP_{ув}$, стационарно располагающийся в непосредственной близости от точки отбора пробы исследуемого газа, предназначенный для выполнения непрерывных измерений $TTP_{ув}$ в автоматическом режиме.

4 Требования безопасности

4.1 Природный газ является газообразным малотоксичным пожаровзрывоопасным продуктом. По токсикологической характеристике природный газ относят к веществам четвертого 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, отвечающими 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, верхний - 17,0 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 - IIА 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, отвечающей 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 ГОСТ 30852.0.

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 Все операции по отбору проб природного газа, подготовке и выполнению измерений по настоящему стандарту, а также обработке и оформлению результатов измерений проводят лица, изучившие руководства по эксплуатации используемых средств измерений (далее – 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 выполнения измерений

7.1 При выполнении измерений в соответствии с настоящим стандартом следует убедиться, что температура окружающей среды, а также иные условия, влияющие на работу применяемых СИ и оборудования, соответствуют требованиям, указанным в руководствах по их эксплуатации.

7.2 При выполнении измерений в соответствии с настоящим стандартом контролируют условие соблюдения равенства измеренного давления (абсолютного или избыточного) исследуемого газа требуемому значению давления: относительная разность измеряемых значений давления газа в измерительной камере анализатора и давления в точке отбора проб исследуемого газа или установленного давления измерения (абсолютного или избыточного), при выполнении измерений $TTP_{ув}$ при давлении ниже, чем давление в точке отбора пробы исследуемого газа, не должна выходить за пределы $\pm 1,5$ %.

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 газа на газопроводе оборудуют точку отбора, удовлетворяющую требованиям ГОСТ 31370.

8.3 Исследуемый 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 08X18H12T, 12X18H10T по ГОСТ 5632 или любых других материалов, аналогичных им по свойствам, химически инертных к компонентам природного газа и не сорбирующих их.

8.4 Все 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 В случае, 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 измерения $ТТР_{ув}$ проводят 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, пробоотборную линию оснащают 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, пробоотборную линию и редуктор подогревают нагревательными элементами, удовлетворяющими требованиям ГОСТ 31370 до температуры, превышающей температуру исследуемого газа в точке отбора пробы не менее

чем на 10 °С, либо, если данная температура превышает максимально допустимую температуру исследуемого газа, установленную в руководстве по эксплуатации используемого анализатора, то до максимально возможной температуры, указанной в руководстве по эксплуатации.

При невозможности оснащения редуктора и пробоотборной линии нагревательными элементами (например, при работе с переносными анализаторами) измерения необходимо проводить в обогреваемом помещении.

8.7 Если давление исследуемого газа при измерении равно его 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 средствам измерений, оборудованию, материалам и реактивам

9.1 Измерения температуры точки росы природного газа по углеводородам проводят потоковыми или переносными анализаторами, отвечающими следующим требованиям:

- применяемые анализаторы должны относиться к рабочим средствам измерений и иметь погрешность, не превышающую пределов, установленных в таблице 1 (для визуальных анализаторов), либо в 12.1 (для автоматических анализаторов);
- область применения используемого анализатора должна включать в том числе и природный газ;
- 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 ТР ТС 012/2011 [2] для электрооборудования, размещаемого во взрывоопасных зонах;
- корпус (или первичный преобразователь) анализатора, находящийся во взрыво-

опасной зоне должен иметь взрывобезопасный уровень взрывозащиты согласно требованиям ТР ТС 012/2011 [2] с соответствующей маркировкой взрывозащиты;

- чувствительный элемент, измерительная камера, газоподводящие линии и все прочие 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;

- если в руководстве по эксплуатации анализатора указано предельное содержание агрессивных компонентов (например, сероводорода) в анализируемом природном газе, то в случае превышения содержания в природном газе указанных компонентов проведение измерений не допускается;

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

- применяемый анализатор, а также СИ температуры и давления (не входящие в состав анализатора) должны иметь действующее свидетельство о поверке или сертификат калибровки, иметь сертификат взрывозащиты (при необходимости, в соответствии с требованиями ТР ТС 012/2011 [2]), выданный уполномоченной организацией, а также руководство по эксплуатации.

Примечания

1 Вспомогательные СИ подвергаются калибровке или поверке.

2 На территории Российской Федерации действует Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке, утвержденный приказом Минпромторга¹. Периодичность и методики поверки, определяют при утверждении типа СИ.

3 На территории Республики Беларусь СИ, предназначенные для применения в сфере законодательной метрологии, подлежат государственной поверке или калибровке (применяемые в аккредитованных лабораториях). В случае применения настоящего стандарта вне сферы законодательной метрологии СИ могут подвергаться поверке и (или) калибровке либо метрологической экспертизе или иным действиям в целях обеспечения единства измерений.

4 На территории Российской Федерации СИ, предназначенные для применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, должны быть поверены, в иных случаях проводят их калибровку.

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

9.3 Операции по выполнению измерений $ТТР_{ув}$ проводят с учетом требований настоящего стандарта и руководств по эксплуатации применяемых СИ и оборудования.

¹ Приказ Минпромторга РФ № 1815 от 02.06.2015

10 Сущность методов измерений

10.1 Сущность конденсационных методов измерений 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 определения $ТТР_{ув}$ природного газа.

11 Визуальный конденсационный метод

11.1 Средства измерений, оборудование, материалы и реактивы

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

- визуальный конденсационный анализатор $ТТР_{ув}$, удовлетворяющий требованиям раздела 9 и имеющий пределы абсолютной погрешности измерений $ТТР_{ув}$ в пределах значений, указанных в таблице 1;

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

- 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 дм³/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 $\pm 1,0$ °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.

- редуктор газовый с внешним или внутренним нагревом, взрывозащищенного исполнения, позволяющий снизить давление исследуемого газа до давления измерения

(при выполнении измерений 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 поллой жесткой пластиковой трубки, заполненный ангидроном, вставленный в металлический корпус, рассчитанный на давление исследуемого газа, материал которого соответствует требованиям 8.4. Примером конструкции фильтр-патрона являются гликолевые фильтры, входящие в состав анализаторов серий «Dew Point Tester» и «Hygrovision». Фильтр-патрон устанавливают, при необходимости, перед редуктором.

2 Для предотвращения увлажнения ангидрона водяными парами, находящимися в окружающем воздухе, картриджи проводят непосредственно перед выполнением измерений, либо хранят предварительно заполненные картриджи в плотно закрытой сухой стеклянной посуде.

- медицинская гигроскопическая вата по ГОСТ 5556 или любая ткань, не оставляющая ворсинок и царапин на зеркале;

- этиловый спирт с объемной долей спирта не менее 95,0 % по ГОСТ 5962, ГОСТ 17299 и ГОСТ 18300;

- ангидрон;

- СИ, материалы и реактивы, входящие в комплект анализатора.

Примечания

1 Допускается использовать другие СИ, оборудование, материалы и реактивы, соответствующие приведенным выше 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, не оставляющую ворсинок и волокон, используют для очистки зеркала анализатора в случае отсутствия в его комплектации специальных принадлежностей.

11.2 Подготовка к выполнению 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, то СИ устанавливают на пробоотборной линии по возможности ближе к измерительной камере анализатора. При наличии технической возможности рекомендуется устанавливать СИ давления на выходе измерительной камеры анализатора непосредственно перед его выходным вентиляем. 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 Пробоотборную линию продувают 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 пробоотборную линию продувают исследуемым газом от 5 до 7 мин, полностью открывая запорный вентиль и устанавливая расход, приблизительно равный $2 \div 4$ дм³/мин, вращением по часовой стрелке регулировочного винта редуктора. Перед открытием запорного вентиля необходимо 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 не должно быть 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 измери-

тельную 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 учесть атмосферное давление в момент измерения. Закрывают запорный вентиль пробоотборного устройства. Требования к герметичности – по 11.2.5.

11.2.7 Давление в измерительной камере анализатора принимают равным давлению в точке отбора исследуемого газа или, если требуется выполнять измерения $ТТР_{ув}$ при давлении ниже, чем давление в точке отбора исследуемого газа, 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 В случае негерметичности место утечки определяют обмыливанием соединений. Устраняют негерметичность, предварительно сбросив давление путем постепенного открытия выходного вентиля анализатора. Далее – 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 дм³/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 Выполнение измерений

11.3.1 Выходным вентилем анализатора устанавливают 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 (либо давлению измерения) с соблюдением условия по 7.2. Если задано абсолютное давление измерения, следует учесть атмосферное давление в момент измерения.

Примечания

1 В случае, если для охлаждения зеркала анализатора 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 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 в случае 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 использовать 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, отобранном из основной точки отбора исследуемого газа, также необходимо контролировать отсутствие падения давления в измерительной камере анализатора по 7.2.

11.3.2 Зеркало анализатора охлаждают способом, указанным в его 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. Необходимую скорость охлаждения зеркала анализатора устанавливают автоматически или вручную согласно руководству по эксплуатации анализатора. Во втором случае скорость охлаждения зеркала анализатора определяют при помощи секундомера или встроенного таймера 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 может наблюдаться конденсация водяных паров. В этом случае после закрытия запорного вентиля пробоотборного устройства и сброса давления исследуемого газа на пробоотборной линии непосредственно перед измерительной камерой анализатора устанавливают осушающий фильтр-патрон с ангидроном. 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 – по 11.2.9(либо 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 наблюдается конденсация паров воды на зеркале анализатора, то устанавливают новый фильтр-патрон.

3 Насыщенный парами воды ангидрон утилизируют в соответствии с примечанием к ГОСТ 2408.1–95 (пункт 4.3.1).

11.3.4 Зеркало анализатора нагревают до температуры исследуемого газа.

11.3.5 При необходимости зеркало анализатора очищают 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. 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 Зеркало анализатора охлаждают со скоростью не более $6^{\circ}\text{C}/\text{мин}$ до значения температуры, превышающего ориентировочное значение, определенное в 11.3.3, не менее чем на 4°C .

11.3.7 Затем продолжают охлаждение зеркала со скоростью, не выше $1^{\circ}\text{C}/\text{мин}$, и определяют температуру конденсации углеводородов $t_{y\epsilon 1}$, $^{\circ}\text{C}$.

11.3.8 Температура $t_{y\epsilon 1}$, определенная по 11.3.7, является результатом первого измерения.

11.3.9 Затем проводят второе измерение в соответствии с 11.3.4-11.3.7 и получают его результат $t_{y\epsilon 2}$, $^{\circ}\text{C}$.

П р и м е ч а н и е – Допускается измерять $\text{ТТР}_{y\epsilon}$ с использованием других алгоритмов охлаждения зеркала анализатора, указанных в руководстве по эксплуатации анализатора, при условии, что скорость изменения температуры зеркала анализатора в момент фиксации $\text{ТТР}_{y\epsilon}$ не превышает $1^{\circ}\text{C}/\text{мин}$.

11.3.10 Обработку и оформление полученных результатов измерений температуры точки росы природного газа по углеводородам проводят согласно разделу 14.

12 Автоматический конденсационный метод

12.1 Средства измерений, оборудование, материалы и реактивы

При измерении используют следующие СИ, оборудование, материалы и реактивы:

- автоматический конденсационный анализатор $\text{ТТР}_{y\epsilon}$, удовлетворяющий требованиям раздела 9, с допускаемой погрешностью измерений $\text{ТТР}_{y\epsilon}$, не превышающей в соответствии с руководством по эксплуатации анализатора $\pm 3^{\circ}\text{C}$ во всем диапазоне измеряемых значений $\text{ТТР}_{y\epsilon}$;

- СИ давления соответствующего класса точности и пределами измерений, обеспечивающие измерение избыточного давления исследуемого газа в измерительной камере анализатора с относительной погрешностью в пределах $\pm 1,5\%$;

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

- индикатор расхода природного газа с верхним пределом индикации, обеспечивающим индикацию расхода, указанного в руководстве по эксплуатации анализатора;

- СИ температуры, обеспечивающие измерение температуры окружающего воздуха и исследуемого газа в точке отбора в диапазоне от минус $20,0^{\circ}\text{C}$ до плюс $50,0^{\circ}\text{C}$ с допускаемой погрешностью в пределах $\pm 1,0^{\circ}\text{C}$;

- редуктор газовый с внешним или внутренним нагревом, взрывозащищенного исполнения, позволяющий снизить давление исследуемого газа до давления измерения (при выполнении измерений 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 выполнении измерений потоковыми анализаторами использовать фильтр-сепаратор, состоящий из камеры высокого давления, входного и выходного соединительных фитингов и дренажного вентиля, так как данная конструкция позволяет производить очистку фильтра от накопившихся примесей без приостановки процесса измерений. В качестве фильтр-сепаратора можно использовать, например, инерционно-гравитационный фильтр ТНТ-3R60-12-1-Г или мембранный фильтр КРАУ6.457.176.

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

- ангидрон;

- медицинская гигроскопическая вата по ГОСТ 5556 или любая ткань, не оставляющая ворсинок и царапин на зеркале;

- этиловый спирт с объемной долей спирта не менее 95,0 % по ГОСТ 5962, ГОСТ 17299 и ГОСТ 18300;

- СИ, материалы и реактивы, входящие в комплект анализатора.

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

12.2 Подготовка и выполнение измерений

12.2.1 Подготовка и выполнение измерений $TP_{ув}$ потоковым автоматическим анализатором проводят согласно руководству по эксплуатации анализатора с учетом требований 11.3.1. При необходимости выполнения измерений при давлении ниже давления в точке отбора пробы исследуемого газа, заданное давление измерения устанавливают при помощи редуктора. Контроль давления в измерительной камере анализатора осуществляют при помощи СИ давления. Данное СИ устанавливают на пробоотборной линии по возможности ближе к измерительной камере анализатора. При наличии редуктора СИ давления устанавливается на пробоотборной линии после него. При наличии технической возможности рекомендуется установить СИ давления на выходе измерительной камеры анализатора, непосредственно перед его выходным вентиляем.

12.2.2 Подготовку к выполнению измерений переносным автоматическим анализатором проводят согласно руководству по эксплуатации анализатора с учетом требований 11.2. Выполнение измерений переносным автоматическим анализатором проводят согласно руководству по эксплуатации анализатора с учетом требований 11.3.1.

П р и м е ч а н и е -- Для поглощения водяных паров из исследуемого газа при выполнении измерений переносным автоматическим анализатором, если конденсирующиеся на зеркале анализатора водяные пары при температуре, превышающей измеряемое значение $T_{TP_{ув}}$, препятствуют конденсации паров углеводородов и не позволяют получить результат измерений $T_{TP_{ув}}$, следует использовать осушающий фильтр-патрон с ангидроном (см. раздел 11).

12.2.3 Обработку и оформление результатов измерений $T_{TP_{ув}}$ проводят согласно разделу 14.

12.2.4 Контроль точности измерений автоматическим анализатором проводят согласно разделу 15.

13 Метрологические характеристики (показатели точности) измерений

13.1 Значения доверительных границ суммарной абсолютной погрешности измерений (при доверительной вероятности $p=0,95$) $\pm\Delta_k$, °С, и среднее квадратическое отклонение повторяемости σ_r , °С, результатов измерений $T_{TP_{ув}}$ природного газа визуальным конденсационным методом приведены в зависимости от диапазона значений $T_{TP_{ув}}$ в таблице 1.

Таблица 1 – Показатели точности измерений $T_{TP_{ув}}$ визуальным конденсационным методом

Диапазон измерений $T_{TP_{ув}}$	Доверительные границы суммарной абсолютной погрешности $\pm\Delta_k$, $p=0,95$	В градусах Цельсия
		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

П р и м е ч а н и е – Значения абсолютной расширенной неопределенности $U(TP_{ув})$, °C, результатов измерений $TP_{ув}$ 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, для соответствующего диапазона значений $TP_{ув}$.

13.2 Значения доверительных границ суммарной абсолютной погрешности результатов измерений $TP_{ув}$ автоматическим анализатором $\pm \Delta p$ 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 анализаторами

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

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

где $t_{ув1}$, $t_{ув2}$ – результаты последовательных измерений $TP_{ув}$, °C;

σ_r – среднее квадратическое отклонение повторяемости (см. таблица 1), °C;

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

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

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

где $t_{ув.max}$, $t_{ув.min}$ – максимальное и минимальное значения из полученных трех результатов измерений $TP_{ув}$, °C;

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

14.1.3 Результат измерения $TP_{ув}$ $t_{ув}$, °C, при избыточном давлении P , МПа, представляют в следующем виде

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

где $t_{ув.ср.}$ – среднее арифметическое значение результатов измерений $TP_{ув}$, признанных приемлемыми по 14.1.1 или 14.1.2, °C;

$\pm\Delta_K$ – доверительные границы погрешности результата измерений $TTP_{yв}$ в соответствии с таблицей 1, °С.

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

$$t_{yв}(P) = (t_{yв(2)} \pm \Delta_K), \quad (4)$$

где $t_{yв(2)}$ – второй наименьший (медиана) из трех результатов измерений $TTP_{yв}$, °С.

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

14.2.1 Обработку результатов измерений $TTP_{yв}$ переносными автоматическими анализаторами проводят в соответствии с руководством по эксплуатации.

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

$$t_{yв}(P) = (t_{yв.p.} \pm \Delta_{П}), \quad (5)$$

где $t_{yв.p.}$ – результат измерений $TTP_{yв}$, °С;

$\pm\Delta_{П}$ – доверительные границы погрешности результата измерений $TTP_{yв}$ автоматическими анализаторами, °С, по 13.2.

14.2.3 Результат измерения $TTP_{yв}$ $t_{yв}$, °С, потоковыми анализаторами при избыточном давлении P , МПа, представляют в виде формулы (5).

П р и м е ч а н и е – Результат измерений $TTP_{yв}$ потоковыми анализаторами в автоматизированной системе управления технологическим процессом представляют в виде $t_{yв.p.}$

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

14.4 Значения давления в мегапаскалях, при котором проводили измерение $TTP_{yв}$, округляют до второго десятичного знака.

14.5 Если фактическое значение $TTP_{yв}$ исследуемого газа выходит за предел нижней границы диапазона измерений визуального или автоматического анализатора, или за предел фактически достигаемой температуры конденсационной поверхности анализатора, то результат измерения при избыточном давлении P , МПа, представляют в виде

$$t_{yв}(P) < (t_{\min}), \quad (6)$$

где t_{\min} – нижняя граница диапазона измерений или значение фактически достигаемой температуры конденсационной поверхности анализатора, °С.

14.6 Если давление измерения $TTP_{yв}$ задано как абсолютное, то в формулах (3)-(6)

вместо избыточного давления P , МПа, определенного по показаниям СИ давления, указывают абсолютное давление P_a , МПа, которое вычисляют по формуле

$$P_a = P + P_{\text{атм}}, \quad (7)$$

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

14.7 При необходимости, полученные результаты измерений $ТТР_{\text{ув}}$ оформляют в виде протокола испытаний

Протокол испытаний должен содержать:

- a) идентификацию пробы природного газа, в том числе:
 - время, место, дату и метод (по ГОСТ 31370) 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);
- b) ссылку на настоящий стандарт;
- c) дату проведения испытания;
- d) общую информацию:
 - дату оформления протокола испытаний;
 - наименование и адрес испытательной лаборатории (или организации, к которой относится испытательная лаборатория);
 - сведения об аккредитации испытательной лаборатории (при наличии);
 - подпись уполномоченного лица (руководителя испытательной лаборатории).

15 Контроль точности измерений

15.1 Контроль точности измерений $ТТР_{\text{ув}}$ проводят путем сравнения результатов параллельных измерений, полученных контрольным (визуальным) и проверяемым (автоматическим) анализаторами при возникновении обоснованных сомнений в достоверности показаний проверяемого анализатора.

П р и м е ч а н и е – При выполнении параллельных измерений контрольным и проверяемым анализаторами их следует подключать к пробоотборной системе (при проточном исполнении проверяемого анализатора) через тройник, либо контрольный анализатор подключают в непосредственной близости от точки отбора пробы проверяемого анализатора (при погружном исполнении проверяемого анализатора).

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

15.3 Значение абсолютного расхождения между результатами измерений $ТТР_{\text{ув}}$

контрольным $t_{ye(K)}$, °С, и проверяемым $t_{ye(П)}$, °С, анализаторами Δ_t , °С, вычисляют по формуле

$$\Delta_t = |t_{ye(K)} - t_{ye(П)}|. \quad (8)$$

15.4 Абсолютное расхождение между результатами измерений ТТР_{ув} контрольным и проверяемым анализаторами не должно превышать значения допускаемого расхождения Δ_d , °С, которое вычисляют по формуле

$$\Delta_d = \Delta_K + \Delta_{П}, \quad (9)$$

где Δ_K и $\Delta_{П}$ – значения (по модулю) границ абсолютной погрешности результатов измерений ТТР_{ув} контрольного и проверяемого анализаторов в соответствии с разделом 13, °С.

15.5 Если абсолютное расхождение между результатами измерений ТТР_{ув} контрольным и проверяемым анализаторами превышает значение Δ_d , вычисленное по формуле (9), проводят повторный контроль точности измерений проверяемым анализатором по 15.1-15.3.

15.6 В случае повторного превышения значения допускаемого расхождения Δ_d результаты измерений, 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} оформляются в виде протокола контроля метрологических характеристик проверяемого анализатора.

15.8 При проведении контроля точности измерений ТТР_{ув} допускается применять анализатор, который может выступать одновременно контрольным и проверяемым, в случае, если в нём реализована возможность выполнения измерения ТТР_{ув} как визуальным, так и автоматическим конденсационными методами. При этом измерения ТТР_{ув} визуальным и автоматическим конденсационными методами выполняют последовательно в произвольном порядке. Указанный выше анализатор должен иметь действующее свидетельство о поверке.

Библиография

- | | | |
|-----|---|--|
| [1] | Рекомендации по межгосударственной стандартизации РМГ 29-2013 | Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения |
| [2] | ТР ТС 012/2011 Технический регламент Таможенного союза | «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» |

МКС 75.060

Ключевые слова: природный газ, измерение, температура точки росы по углеводородам, конденсационный метод, система отбора проб

Руководитель разработки:

Начальник лаборатории физико-химических свойств и контроля качества природного газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

личная подпись

Б.Д. Донских
инициалы, фамилия

Ответственный исполнитель:

Ведущий научный сотрудник лаборатории физико-химических свойств и контроля качества природного газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

личная подпись

А.А. Макинский
инициалы, фамилия