
МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СОВЕТ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И СЕРТИФИКАЦИИ

(МГС)

INTERSTATE COUNCIL FOR STANDARDIZATION, METROLOGY AND CERTIFICATION

(ISC)



МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ
СТАНДАРТ

ГОСТ

20061–20__

(проект, RU)

ГАЗ ГОРЮЧИЙ ПРИРОДНЫЙ

Определение температуры точки росы

по углеводородам

Настоящий проект стандарта не подлежит применению до его утверждения

Москва

Стандартинформ

20__

Предисловие

Цели, основные принципы и порядок проведения работ по межгосударственной стандартизации установлены ГОСТ 1.0–2015 «Межгосударственная система стандартизации. Основные положения» и ГОСТ 1.2–2015 «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 Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от «___» _____ 20__ г. №___)

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 |
|---|------------------------------------|---|
| 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 «___» _____ 20__ г. №___ межгосударственный стандарт ГОСТ 20061-20__ введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с «___» _____ 20__ г.

5 ВЗАМЕН ГОСТ 20061–84

Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном информационном указателе "Национальные стандарты", а текст изменений и поправок - в ежемесячном информационном указателе "Национальные стандарты". В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ежемесячном информационном указателе "Национальные стандарты". Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования - на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (www.gost.ru)

©Стандартинформ, 20__

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..... |

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

ГАЗ ГОРЮЧИЙ ПРИРОДНЫЙ

Определение температуры точки росы

по углеводородам

Natural combustible gas

Determination of hydrocarbon dew point temperature

Дата введения – 20__ – 00 – 00

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт распространяется на газ горючий природный, 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, а также в качестве компримированного газомоторного топлива для двигателей внутреннего сгорания.

1.2 Настоящий стандарт устанавливает требования к процедурам выполнения измерений температуры точки росы по углеводородам ($ТТР_{ув}$) природного газа с использованием визуальных и автоматических конденсационных анализаторов при давлении в измерительной камере анализатора равном или ниже давления в точке отбора пробы исследуемого газа.

1.3 Настоящий стандарт применяют в обществах и организациях, осуществляющих контроль качества газа горючего природного, в процессах его добычи, подготовки, транспортирования, хранения, переработки и поставки потребителям.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие межгосударственные стандарты:

ГОСТ 9.032–74 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Группы, технические требования и обозначения

ГОСТ 12.0.004–2015 Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения

ГОСТ 12.1.004–91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.005–88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 12.1.007–76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

ГОСТ 12.1.019–2017 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

ГОСТ 12.1.044–2018 Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения

ГОСТ 12.2.007.0–75 Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.4.009–83 Система стандартов безопасности труда. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание

ГОСТ 12.4.021–75 Система стандартов безопасности труда. Системы вентиляционные. Общие требования

ГОСТ 17.2.3.02–2014 Правила установления допустимых выбросов загрязняющих веществ промышленными предприятиями

ГОСТ 2408.1–95 Топливо твердое. Методы определения углерода и водорода

ГОСТ 5556–81 Вата медицинская гигроскопическая. Технические условия

ГОСТ 5632–2014 Легированные нержавеющие стали и сплавы коррозионно-стойкие, жаростойкие и жаропрочные. Марки

ГОСТ 5962–2013 Спирт этиловый ректификованный из пищевого сырья. Технические условия

ГОСТ 10007–80 Фторопласт-4. Технические условия

ГОСТ 14254–2015 (IEC 60529:2013) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)

ГОСТ 15150–69 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 17299–78 Спирт этиловый технический. Технические условия

ГОСТ 18300–87* Спирт этиловый ректификованный технический. Технические

* На территории Российской Федерации действует ГОСТ Р 55878-2013 «Спирт этиловый технический гидролизный ректификованный. Технические условия».

условия

ГОСТ 30852.0–2002 (МЭК 60079-0:1998) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования

ГОСТ 30852.5–2002 (МЭК 60079-4:1975) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения

ГОСТ 30852.11–2002 (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 30852.19–2002 (МЭК 60079-20:1996) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 20. Данные по горючим газам и парам, относящиеся к эксплуатации электрооборудования

ГОСТ 31370–2008 (ИСО 10715:1997) Газ природный. Руководство по отбору проб
ТР ТС 012/2011 Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»

П р и м е ч а н и е – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования - на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю "Национальные стандарты", который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя "Национальные стандарты" за текущий год. Если ссылочный стандарт заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться заменяющим (измененным) стандартом. Если ссылочный стандарт 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 ГОСТ 31370, РМГ 29-2013 [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.

П р и м е ч а н и е – 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 $TTP_{ув}$, 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 $TTP_{ув}$, при выполнении измерений которым наличие углеводородной конденсированной фазы на его конденсационной поверхности фиксирует автоматизированная оптическая система.

Примечания

1 Оптическая система конденсационного анализатора $TTP_{ув}$ 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 $TTP_{ув}$ предусмотрена функция дополнительного визуального контроля процесса образования углеводородной конденсированной фазы на конденсационной поверхности.

3.6 конденсационная поверхность (зеркало): Поверхность чувствительного элемента конденсационного прибора, 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 $TTP_{ув}$, предназначенный для проведения 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 проведения непрерывных измерений $TTP_{ув}$ в автоматическом режиме.

4 Требования безопасности

4.1 Природный газ является газообразным малотоксичным пожаровзрывоопасным продуктом. По токсикологической характеристике ПГ 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 ПГ определяют газоанализаторами, отвечающими требованиям ГОСТ 12.1.005.

4.4 Природный газ образует с воздухом взрывоопасные смеси. Концентрационные пределы воспламенения ПГ в смеси с воздухом, выраженные в процентах объемной доли метана: нижний - 4,4, верхний - 17,0 по ГОСТ 30852.19. Для ПГ конкретного состава концентрационные пределы воспламенения определяют по ГОСТ 12.1.044. Категория взрывоопасности и группа взрывоопасных смесей для смеси ПГ с воздухом - IIA и T1 по ГОСТ 30852.11 и ГОСТ 30852.5, соответственно.

4.5 При работе с ПГ соблюдают требования безопасности, не уступающие требованиям ГОСТ 12.1.004 и ГОСТ 12.1.019.

4.6 Работающие с ПГ 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 ПГ 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. Пользователь настоящего стандарта несет ответственность за установление соответствующих правил по технике безопасности и охране здоровья персонала, а также определяет целесообразность применения законодательных ограничений перед его использованием.

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. Пользователь настоящего стандарта несет ответственность за установление соответствующих правил по охране окружающей среды, а также определяет целесообразность применения законодательных ограничений перед его использованием.

6 Требования к квалификации персонала

Выполнение измерений $ТТР_{ув}$ и обработку результатов измерений проводят лица, изучившие руководство по эксплуатации используемого конденсационного анализатора $ТТР_{ув}$ (далее – анализатора) и требования настоящего стандарта. Указанные лица должны изучить методы, изложенные в настоящем стандарте, а также методы отбора проб природного газа по ГОСТ 31370, пройти обязательный инструктаж по охране труда и промышленной безопасности, а также иметь допуск к работе с горючими газами и жидкостями, а также с газами и сосудами, находящимися под давлением.

7 Условия выполнения измерений

При выполнении измерений в соответствии с настоящим стандартом следует убедиться, что температура окружающей среды, атмосферное давление, относительная влажность, внешние механические воздействия, внешние электрические и магнитные поля, а также иные условия, влияющие на работу применяемых СИ и оборудования, соответствуют требованиям, указанным в руководствах по их эксплуатации.

8 Отбор проб

8.1 Отбор проб ПГ проводят по ГОСТ 31370 с учетом требований руководства по эксплуатации анализатора непосредственно в его измерительную камеру.

8.2 Для отбора проб ПГ на газопроводе оборудуют точку отбора, оснащенную пробоотборным устройством по ГОСТ 31370.

8.3 Исследуемый газ от пробоотборного устройства в камеру анализатора подают

по пробоотборной линии, которая должна быть по возможности короткой. В качестве пробоотборных линий используют трубы, 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 При необходимости снижения давления исследуемого газа в измерительной камере анализатора от значения давления в точке отбора проб до значения давления, при котором согласно контрактным условиям или стандартам, устанавливающим технические требования к природному газу, проводят измерения или нормируют $TP_{ув}$ (давления измерения), пробоотборную линию оснащают газовым редуктором (регулятором давления), соответствующим требованиям ГОСТ 31370, 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 адсорбции углеводородов на внутренней поверхности пробоотборной линии и редуктора, а также конденсации углеводородов из-за редуцирования исследуемого газа, пробоотборную линию и редуктор нагревают электронагревательными элементами, удовлетворяющими требованиям ГОСТ 31370 до температуры, превышающей температуру исследуемого газа в точке отбора пробы не менее чем на 10 °С. При этом температура природного газа на входе в измерительную камеру анализатора не должна превышать максимально-допустимую температуру исследуемого газа, установленную в руководстве по эксплуатации анализатора.

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 электронагревательными 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 конденсационными анализаторами, отвечающими следующим требованиям:

- в области применения анализатора должен быть указан 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 для электрооборудования, размещаемого во взрывоопасных зонах;
- корпус (или первичный преобразователь) анализатора, находящийся во взрывоопасной зоне должен иметь взрывобезопасный уровень взрывозащиты согласно требованиям ТР ТС 012/2011 с соответствующей маркировкой взрывозащиты;
- чувствительный элемент, измерительная камера, газоподводящие линии и все прочие элементы конструкции - 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;
- по способу защиты человека от поражения электрическим током, анализатор должен относиться к классу 0I по ГОСТ 12.2.007.0;
- применяемый анализатор должен иметь действующее свидетельство о поверке, методику поверки, утвержденную в установленном порядке, сертификат взрывозащиты, выданный уполномоченной организацией, а также руководство по эксплуатации.

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

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

10 Сущность методов измерений

10.1 Сущность конденсационных методов измерений температуры точки росы природного газа по углеводородам заключается в прямом определении $ТТР_{ув}$ с использованием конденсационного анализатора, чувствительный элемент которого представляет собой контактирующую с исследуемым газом конденсационную поверхность (зеркало) с встроенным СИ температуры и регулируемой системой нагрева-охлаждения.

10.2 В зависимости от способа определения наличия углеводородной конденсированной 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;

Пример – Анализатор точки росы Hygrovision-BL.

- СИ давления с допускаемой абсолютной погрешностью в пределах $\pm 0,05$ МПа
- при измерении избыточного давления, равного давлению в точке отбора пробы исследуемого газа (давлению измерения);

- индикатор расхода газа с допускаемой погрешностью в пределах ± 25 % верхнего предела измерений, обеспечивающие измерение расхода исследуемого газа, 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 $\pm 0,5$ °С;

- редуктор газовый (регулятор давления) с внешним или внутренним электроподогревом, позволяющий снизить давление исследуемого газа до давления измерения;

Пример – Специализированный редуктор давления с электрическим нагревом KEV1MRA322PX0007.

- средства охлаждения конденсационной поверхности (зеркала) анализатора:

1) термобатарея элементов термоэлектрических полупроводниковых (элемент Пельтье);

2) вихревая трубка Ранка;

3) дроссельное устройство;

4) сжиженные газы (пропан или смесь пропана и бутана, диоксид углерода, азот);

Примечания

1 В случае, если для охлаждения при помощи вихревой трубки Ранка или дросселя применяется 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).

2 В анализаторах, использующих для охлаждения зеркала элементы Пельтье, допускается использовать вихревую трубку Ранка, сжиженные газы и охлажденный дросселируемый природный газ для расширения диапазона охлаждения зеркала путем дополнительного охлаждения корпуса первичного преобразователя анализатора. При охлаждении корпуса анализатора природным газом, отобранном из основной точки отбора, также необходимо контролировать отсутствие падения давления в измерительной камере 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 полый 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, заполнение картриджей проводят непосредственно перед проведением 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 технический спирт 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, 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 поверхность зеркала, протирают ватой или тканью, смоченной спиртом или другим подходящим растворителем, указанным в руководстве по эксплуатации анализатора, а затем сухой 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 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 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 подсоединяют анализатор, предварительно убедившись, что его входной (при наличии) и выходной вентиля закрыты.

11.2.4 При использовании редуктора пробоотборную линию продувают исследуемым газом от 2 до 3 мин, полностью открывая запорный вентиль и устанавливая расход, не превышающий $10 \text{ дм}^3/\text{мин}$, 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 вентиля закрыты.

11.2.5 При закрытых входном и выходном вентилях анализатора приоткрывают запорный клапан пробоотборного устройства для заполнения пробоотборной линии исследуемым газом. Приоткрывают входной клапан анализатора. После установления в измерительной камере анализатора давления, равного давлению исследуемого газа в точке отбора, закрывают запорный клапан пробоотборного устройства. При проверке герметичности пробоотборной линии и измерительной камеры анализатора падение давления исследуемого газа не должно быть более 1,0 % 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 клапан пробоотборного устройства и входной клапан 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. Закрывают запорный клапан пробоотборного устройства. Требования к герметичности – по 11.2.5.

11.2.7 В случае негерметичности место утечки определяют обмыливанием соединений. Устраняют негерметичность, предварительно сбросив давление путем постепенного открытия выходного клапана анализатора. Далее – по 11.2.5. или 11.2.6.

11.2.8 Полностью открывают запорный клапан пробоотборного устройства и входной клапан анализатора. Используя выходной клапан 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.

11.2.9 При использовании редуктора заполнение измерительной камеры анализатора и ее продувку исследуемым газом производят следующим образом: полностью открывают запорный клапан пробоотборного устройства и входной клапан анализатора, а затем заполняют пробоотборную линию и измерительную камеру анализатора по 11.2.6. Устанавливают расход исследуемого газа через измерительную камеру анализатора по 11.2.8, следя за тем, чтобы давление в измерительной камере анализатора оставалось равным давлению измерения. При необходимости корректируют давление исследуемого газа в камере анализатора при помощи регулировочного винта редуктора.

11.3 Выполнение измерений

11.3.1 Выходным вентилям 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).

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 $TTR_{ув}$ 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 $TTR_{ув}$ является ориентировочным.

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 11.2.7. Далее – по 11.2.8 (либо 11.2.9)-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 11.2.8, 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 (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 11.2.7. С учетом требований 11.2.8 или 11.2.9 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°С/мин до значения температуры, превышающего ориентировочное значение, определенное в 11.3.3, не менее чем на 4°С.

11.3.7 Затем продолжают охлаждение зеркала со скоростью, не выше 1°С/мин, и определяют температуру конденсации углеводородов t_{ye1} , °С.

11.3.8 Температура t_{ye1} , 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_{ye2} , °С.

П р и м е ч а н и е – Допускается измерять $ТПР_{yb}$ с использованием других алгоритмов охлаждения зеркала анализатора, указанных в руководстве по эксплуатации анализатора, при условии, что скорость изменения температуры зеркала анализатора в момент фиксации $ТПР_{yb}$ не превышает 1°С/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 $ТПР_{yb}$, удовлетворяющий требованиям раздела 9, с допускаемой погрешностью измерений $ТПР_{yb}$, не превышающей в соответствии с руководством по эксплуатации анализатора $\pm 2^\circ\text{C}$;

Пример – Анализатор точки росы «КОНГ-Прима-2М».

- СИ давления с допускаемой абсолютной погрешностью в пределах $\pm 0,05$ МПа – при измерении избыточного давления, равного давлению исследуемого газа в точке отбора проб (давлению измерения);

- индикатор расхода природного газа с допускаемой погрешностью в пределах ± 25 % верхнего предела измерений, обеспечивающие 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 $\pm 0,5$ °С;

- редуктор газовый (регулятор давления) с внешним или внутренним электроподогревом, позволяющий снизить давление исследуемого газа до давления измерения;

Пример – Специализированный редуктор давления с электрическим нагревом KEV1MRA322PX0007.

Примечания

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

2 Целесообразно в качестве фильтра механических примесей при проведении 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-Т 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 технический спирт 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, не уступающие по своим характеристикам СИ, оборудованию, материалам и реактивам, перечисленным выше.

12.2 Подготовка и выполнение измерений

12.2.1 Подготовку и выполнение измерений $TP_{ув}$ потоковым автоматическим анализатором проводят согласно руководству по эксплуатации анализатора с учетом требований 11.3.1. При необходимости проведения 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 вентилем.

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.

Примечание -- Для поглощения водяных паров из исследуемого газа при проведении измерений переносным автоматическим анализатором, если конденсирующиеся на зеркале анализатора водяные пары при температуре, превышающей измеряемое значение $ТТР_{ув}$, препятствуют конденсации паров углеводородов и не позволяют получить результат измерений $ТТР_{ув}$, следует использовать осушающий фильтр-патрон с ангидроном (см. раздел 11).

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

12.2.4 Контроль точности измерений автоматическим анализатором проводят согласно разделу 15.

13 Метрологические характеристики (показатели точности) измерений

13.1 Погрешность результатов измерений $ТТР_{ув}$ визуальным конденсационным методом и ее составляющие приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Нормы погрешности результатов измерений $ТТР_{ув}$ визуальным конденсационным методом

| В градусах Цельсия | | |
|-------------------------------|---|--|
| Диапазон измерений $ТТР_{ув}$ | Доверительные границы абсолютной погрешности $\pm\Delta_K$, $P=0,95$ | Среднеквадратическое отклонение повторяемости σ_r |
| Менее -40,0 | 3,0 | 0,7 |
| Св. -40,0 до -30,0 включ. | 2,0 | 0,55 |
| Св. -20,0 до 0,0 включ. | 1,5 | 0,35 |
| Более 0,0 | 1,0 | 0,25 |

13.2 Доверительные границы допускаемой абсолютной погрешности результатов измерений $ТТР_{ув}$ автоматическим анализатором $\pm\Delta_L$ в градусах Цельсия - в соответствии с паспортом и/или руководством по эксплуатации.

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 $TTP_{ув}$ принимают округленное до первого десятичного знака среднеарифметическое 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 $TTP_{ув}$, °С;

σ_r - среднеквадратическое отклонение повторяемости (таблица 1), °С;

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 $TTP_{ув}$ принимают среднеарифметическое 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 $TTP_{ув}$, °С;

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

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

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

где $t_{ув.ср.}$ – среднеарифметическое значение результатов измерений $TTP_{ув}$, признанных приемлемыми по 14.1.1 или 14.1.2, °С;

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

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

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

где $t_{ув(2)}$ – второй наименьший из трех результатов измерений $TTP_{ув}$, °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 $TTP_{yв}$ $t_{yв}$, °C, при давлении P , МПа, представляют в виде

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

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

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

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

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

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

14.6 Если фактическое значение $TTP_{yв}$ выходит за предел нижней границы диапазона измерений визуального или автоматического анализатора, то результат измерения при давлении P , МПа, представляют в виде

$$t_{yв}(P) < (t_{\min}), \quad (6)$$

где t_{\min} – нижняя граница диапазона измерений анализатора, °C.

14.7 Если в соглашениях на поставку ПГ требования к $TTP_{yв}$ указаны при абсолютном давлении, то в формулах (3)-(6) вместо избыточного давления P , МПа, определенного по показаниям СИ давления, указывают абсолютное давление P_a , МПа, рассчитанное по формуле

$$P_a = P + 0,10, \quad (7)$$

где 0,10 - принятое атмосферное давление, МПа.

15 Контроль точности измерений

15.1 Контроль точности измерений $TTP_{yв}$ проводят путем сравнения результатов параллельных измерений, полученных контрольным (визуальным) и проверяемым (автоматическим) анализаторами не реже, чем 1 раз в шесть месяцев при воз-

никновении сомнений в достоверности его показаний.

П р и м е ч а н и е – При проведении параллельных измерений контрольным и проверяемым анализаторами их следует подключать к пробоотборной системе только параллельно, через тройник.

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

15.3 Значение абсолютного расхождения 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 Δ_d , °С, которое вычисляют по формуле

$$\Delta_d = \Delta_K + \Delta_P, \quad (9)$$

где Δ_K и Δ_P – 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 проверяемым анализатором признают недостоверными и проводят мероприятия по выявлению и устранению причин недостоверности результатов измерений проверяемым анализатором.

Библиография

- [1] Рекомендации по межгосудар- Государственная система обеспечения
ственной стандартизации единства измерений. Метрология. Основ-
РМГ 29-2013 ные термины и определения

МКС 75.060

Ключевые слова: природный газ, измерение, температура точки росы, углеводороды, конденсационный метод
