

Актуализация нормативной базы в области действия ПК 1 «Природный газ»

Б.Д. Донских – начальник лаборатории
контроля качества природного газа
Центра метрологического обеспечения
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Разработаны более 30 лет назад следующие стандарты:

- **ГОСТ 10062-75 «Газы природные горючие. Метод определения удельной теплоты сгорания»;**
- **ГОСТ 11382-76 «Газы нефтепереработки. Метод определения сероводорода»;**
- **ГОСТ 5439-76 «Газы горючие природные и искусственные. Метод определения объемной доли компонентов на комплектах для газовых анализов типа КГА»;**
- **ГОСТ 22387.3-77 «Газы природные. Метод определения кислорода»;**
- **ГОСТ 22387.4-77 «Газ для коммунально-бытового потребления. Метод определения содержания смолы и пыли»;**
- **ГОСТ 14920-79 «Газ сухой. Метод определения компонентного состава»;**
- **ГОСТ 20060-83 «Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги»;**
- **ГОСТ 20061-84 «Газы горючие природные. Метод определения температуры точки росы углеводородов»;**
- **ГОСТ 27193-86 «Газы горючие природные. Метод определения теплоты сгорания водяным калориметром».**

По поводу вышеперечисленных стандартов необходимо принять решение о пересмотре или целесообразности дальнейшего применения и рассмотреть их на предмет:

- ✓ Соответствия указанных стандартов требованиям федерального законодательства 102-ФЗ, 184-ФЗ, 162-ФЗ;
- ✓ Соответствия указанных стандартов требованиям основополагающих стандартов межгосударственной системы стандартизации;
- ✓ Наличия в стандартах положений, затрудняющих или делающих невозможным их применение;
- ✓ Наличия в указанных стандартах морально-устаревших методов измерений, снятых с производства СИ и испытательного оборудования;
- ✓ Наличия в стандартах ссылок на отмененные или неактуальные стандарты.

Область действия:

Настоящий стандарт распространяется на газы, получаемые в процессе переработки нефти, и устанавливает метод определения объемной доли сероводорода от 0,001 % до 15 %.

Сущность метода:

Метод заключается во взаимодействии сероводорода с уксуснокислым свинцом, нанесенным на силикагель. Образующийся в результате реакции сульфид свинца дает черное окрашивание слоя силикагеля, высота которого зависит от объемной доли сероводорода в исследуемом газе.

В настоящее время:

Действует редакция с Изменениями N 1, 2, 3, 4, утвержденными в августе 1981 г., июне 1987 г., сентябре 1989 г. и ноябре 1992 г. (11-81, 11-87, 1-90, 2-93);

Ограничение срока действия снято Постановлением Госстандарта от 04.11.92 N 1482.

Группа Б19

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

Газы нефтепереработки
МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ СЕРОВОДОРОДА
Refinery Gases. Method of test
for sulphurated hydrogen contentГОСТ
11382—76МКС 75.160.30
ОКСТУ 0209

Дата введения 01.01.77

Настоящий стандарт распространяется на газы, получаемые в процессе переработки нефти, и устанавливает метод определения объемной доли сероводорода от 0,001 % до 15,0 %. Применение метода в диапазоне 0,001 %—0,010 % предусмотрено для контроля товарной продукции, в диапазоне 0,01 %—15,00 % — для внутривозовского контроля.

Сущность метода заключается в химическом взаимодействии сероводорода с уксуснокислым свинцом, нанесенным на силикагель. Образующийся в результате реакции сернистый свинец дает черное окрашивание слоя силикагеля, высота которого зависит от объемной доли сероводорода в анализируемом газе.

(Измененная редакция, Изм. № 3).

1. АППАРАТУРА, РЕАКТИВЫ И МАТЕРИАЛЫ

1.1. При определении объемной доли сероводорода в газах применяют:

- аппарат для определения сероводорода при объемной доле его в газе менее 0,1 % (черт. 1), состоящий из металлической линейки по ГОСТ 427 или линейных измерителей аналогичного типа с той же ценой деления длиной 500 мм, газовой пипетки по ГОСТ 18954 вместимостью 500 см³, лабораторного штатива, реакционной капиллярной трубки с внутренним диаметром 2—4 мм и вакуумного насоса любого типа, обеспечивающего вакуумирование до остаточного давления 0,5 кПа; аппарат для определения сероводорода при объемной доле его в газе от 0,1 % и более (черт. 2), состоящий из металлической линейки по ГОСТ 427 или линейных измерителей аналогичного типа с той же ценой деления, реакционной трубки с внутренним диаметром 6—8 мм, верхнего и нижнего двухходовых кранов по ГОСТ 7995, медицинского шприца типа «Рекорд», вместимостью 20 см³, осушителя, реометра с диапазоном измерений от 0 до 100 см²/мин по ГОСТ 9932, трехходового крана по ГОСТ 7995 и винтового зажима, которые крепятся на панели размером 75 × 30 × 3 мм. Допускается проведение анализов на приборе (черт. 1) с использованием при этом реакционной капиллярной трубки с внутренним диаметром 6—8 мм и газовой пипетки вместимостью 50 см³;
- шкаф сушильный, обеспечивающий температуру до 150 °С с погрешностью не более 2 °С;
- компрессор или общая магистраль для нагнетания воздуха;
- весы технические с диапазоном определения массы от 0 до 500 г с погрешностью не более 0,1 г;
- проботборник по ГОСТ 14921 любого типа;
- набор сит «физприбор» с отверстиями сит размером 0,25; 0,50 мм или набор сит с отверстиями размером 0,20; 0,50 мм;
- сетку проволочную по ГОСТ 6613 или стеклянную вату;
- аппарат Киппа;
- газомер по ГОСТ 25336;
- посуду фарфоровую по ГОСТ 9147, ступка № 5 или № 6, чашка № 5 или № 6;
- воронку делительную по ГОСТ 25336, вместимостью 1000 см³;
- пипетки газовые по ГОСТ 18954, вместимостью 500 и 1000 см³;
- эксикатор по ГОСТ 25336;
- банки стеклянные с притертой пробкой, вместимостью 500 см³;

Издание официальное

Перепечатка воспрещена

36

Основные недостатки:

- несоответствие структуры стандарта требованиям ГОСТ 1.5-2001;
- несоответствие требованиям п. 5.2.3 ГОСТ 1.2-2009 (более 3 изменений);
- отсутствие метрологических характеристик, норм погрешности и сведений об аттестации методики измерений.

Результаты опроса членов ТК 52:

за отмену – 2 голоса;

за пересмотр – 5 голосов;

воздержались – 6 голосов.

Предложение по рассмотренному стандарту:

Поскольку стандарт применяется в ООО «Газпром добыча Астрахань», предлагаем переработать его с учетом современных требований руководящих документов по метрологии и стандартизации, а также новейших достижений науки и техники в данной области.

Область действия:

Настоящий стандарт устанавливает метод определения объемной доли компонентов в газах на комплектах для газовых анализов типов КГА-2 и КГА-3.

Сущность метода:

Метод заключается в определении:

суммы кислотообразующих газов (CO_2 , SO_2 , H_2S и др.);

суммы непредельных углеводородов (C_nH_{2n}), O_2 и CO - абсорбционным избирательным поглощением поглотительными растворами;

H_2 - сжиганием с палладиевым катализатором;

суммы предельных углеводородов ($\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$) и H_2 - фракционным сжиганием над окисью меди, при этом возможно раздельное определение CH_4 и суммы его гомологов, принимаемых за C_2H_6 .

В настоящее время:

Действует редакция с Изменениями N 1, 2, утвержденными в октябре 1986 г., марте 1989 г. (ИУС 1-87, 6-89);

Ограничение срока действия снято по протоколу N 7-95 Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации (ИУС 11-95).

Группа Б19

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

ГАЗЫ ГОРЮЧИЕ ПРИРОДНЫЕ И ИСКУССТВЕННЫЕ

Метод определения объемной доли компонентов на комплектах для газовых анализов типа КГА

ГОСТ 5439-76

Natural and synthetic combustion gases.
Method for determination of volume fraction of components using a set of gas analysers (SGA)

МКС 75.160.30
ОКСТУ 0270

Дата введения 01.01.77

Настоящий стандарт устанавливает метод определения объемной доли компонентов в газах на комплектах для газовых анализов типов КГА2 и КГА3.

Сущность метода заключается в определении: суммы кислотообразующих газов (CO_2 , SO_2 , H_2S и др.); суммы непредельных углеводородов (C_nH_{2n}), O_2 и CO - абсорбционным избирательным поглощением поглотительными растворами;

H_2 - сжиганием с палладиевым катализатором; суммы предельных углеводородов ($\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$) и H_2 - фракционным сжиганием над окисью меди, при этом возможно раздельное определение CH_4 и суммы его гомологов, принимаемых за C_2H_6 .

(Измененная редакция, Изм. № 1, 2).

1. АППАРАТУРА И РЕАКТИВЫ

1.1. При определении объемной доли компонентов в газовых смесях применяют следующую аппаратуру и реактивы:

комплекты для газовых анализов типов КГА2 и КГА3; термометру хромель-алюмель по ГОСТ 3044* и милливольтметр с градуировкой шкалы до 1000 °С;

раствор гидроксида калия для поглощения кислотообразующих газов (CO_2 , SO_2 , H_2S и др.); готовят растворением 60—70 г гидроксида калия (ч.д.а. или ч.) в 130—140 см³ дистиллированной воды по ГОСТ 6709;

раствор брома для поглощения непредельных углеводородов: готовят насыщением брома по ГОСТ 4109, х.ч. или ч.д.а., 20 %-ного водного раствора бромистого калия по ГОСТ 4160, ч.д.а. Насыщение производят (в вытяжном шкафу) до тех пор, пока на дне сосуда не будет оставаться нерастворившаяся капля брома;

раствор пиригаллола для поглощения кислорода: готовят растворением в 180 см³ дистиллированной воды 25 г пиригаллола А и 38 г гидроксида калия.

Раствор взбалтывают в колбе вместимостью 250 см³ до полного растворения реактивов, после чего сразу же переводят в поглотительный сосуд и изолируют, как указано в п. 2.2.3.

При необходимости определения содержания кислорода при температуре ниже 15 °С раствор готовят растворением в 210 см³ дистиллированной воды 60 г гидросульфита натрия по ГОСТ 246 и 30 г гидроксида калия;

* На территории Российской Федерации действует ГОСТ Р 5.585—2001.

Издание официальное

Перепечатка воспрещена

13

Основные недостатки:

несоответствие стандарта требованиям ГОСТ 1.5-2001;
отсутствие метрологических характеристик, норм погрешности и сведений об аттестации методики измерений.

Результаты опроса членов ТК 52:

оставить без пересмотра – 2 голоса;
за отмену – 3 голоса;
за пересмотр – 7 голосов;
воздержались – 4 голоса.

Предложение по рассмотренному стандарту:

Поскольку стандарт применяется в ООО «Газпром добыча Астрахань», ООО «Газпром переработка» и ООО «Сургутнефтегаз», предлагаем переработать его с учетом современных требований руководящих документов по метрологии и стандартизации.

Область действия:

Настоящий стандарт распространяется на газы природные и устанавливает абсорбционный метод определения содержания кислорода.

Сущность метода:

Сущность метода заключается в поглощении кислорода раствором пирогаллола А из газа, предварительно освобожденного от кислотных компонентов, и определении объема поглощенного кислорода.

В настоящее время:

Действует редакция с Изменениями № 1, утвержденным в декабре 1985 г (ИУС 3-86) и N 2, утвержденным Постановлением Комитета стандартизации и метрологии СССР от 07.08.91 N 1325, введенное в действие с 01.01.92 и опубликованное в ИУС N 11, 1991 г.

Ограничение срока действия снято с 01.01.92 постановлением Госстандарта СССР от 07.08.91 N 1325 (ИУС N 11, 1992 г.).

Группа В19
МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

| | |
|-----------------------------------------------------|--------------------------------------------|
| ГАЗЫ ПРИРОДНЫЕ | ГОСТ |
| Метод определения кислорода | 22387.3—77 |
| Natural gases Method for determination of oxygen | Взамен ГОСТ 5580—56 в части разд. IX |
| МКС 75.060 ОКСТУ 0209 | |

Постановлением Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР от 9 февраля 1977 г. № 598 дата введения установлена

01.01.78

Ограничение срока действия снято Постановлением Госстандарта СССР от 07.08.91 № 1325

Настоящий стандарт распространяется на газы природные и устанавливает абсорбционный метод определения содержания кислорода.

Сущность метода заключается в поглощении кислорода раствором пирогаллола А из газа, предварительно освобожденного от кислотных компонентов, и определения объема поглощенного кислорода. (Измененная редакция, Изм. № 2).

1. АППАРАТУРА И РЕАКТИВЫ

1.1. Для определения объемной доли кислорода применяют: комплект лабораторного оборудования для газовых анализов типа КГА 1 или КГА 2 по ТУ 92 891.006—90;

калия гидроокись по ГОСТ 24363—80, раствор 1 : 2; пирогаллол А, щелочной раствор, для приготовления которого растворяют 24 г пирогаллола А в 160 см³ 21 %-ного раствора гидроокиси калия; воду дистиллированную по ГОСТ 6709—72; метиловый оранжевый (индикатор) 0,1 %-ный раствор; жидкости запаривающие:

натрий хлористый по ГОСТ 13830—97*, насыщенный раствор, или кальций хлористый насыщенный раствор. Растворы подкисляют несколькими каплями серной кислоты по ГОСТ 4204—77 и подкрашивают добавлением нескольких капель раствора метилового оранжевого; или другие запаривающие жидкости, не растворяющие и не вступающие в реакцию с определяемым компонентом.

(Измененная редакция, Изм. № 1, 2).

2. ПОДГОТОВКА К ИСПЫТАНИЮ

2.1. Газоанализатор собирают и проверяют по инструкции по эксплуатации прибора.

2.2. Один из поглотительных сосудов газоанализатора наполняют раствором гидроокиси калия, а другой — раствором пирогаллола А.

* На территории Российской Федерации действует ГОСТ Р 51574—2000.

Издание официальное

Перепечатка воспрещена

Издание с Изменениями № 1, 2, утвержденными в декабре 1985 г., августе 1991 г.
(ИУС 3—86, 11—91).

64

Основные недостатки:

- несоответствие стандарта требованиям основополагающих стандартов;
- несоответствие пределов измерений метода реальному содержанию кислорода в природном газе;
- отсутствие норм погрешности и сведений об аттестации методики измерений.

Результаты опроса членов ТК 52:

- оставить без пересмотра – 2 голоса;
- за отмену – 1 голос;
- за пересмотр – 4 голоса;
- воздержались – 6 голосов.

Предложение по рассмотренному стандарту:

Поскольку указанный стандарт не применяется в ДООиО ПАО «Газпром» и в настоящее время идет подготовка к утверждению ГОСТ Р «Газ горючий природный. Определение содержания кислорода», предлагаем отменить его действие на территории Российской Федерации с момента введения в действие ГОСТ Р.

Область действия:

Настоящий стандарт распространяется на газ для коммунально-бытового потребления и устанавливает метод определения содержания смолы и пыли.

Сущность метода:

Сущность метода заключается в осаждении смолы и пыли из газа на фильтре и установлении количества осажденных веществ взвешиванием.

В настоящее время:

Действует редакция с Изменением N 1, утвержденным в декабре 1986 г. (ИУС 3-86).

Ограничение срока действия снято Постановлением Госстандарта СССР от 27.06.91 N 1096 (ИУС N 10, 1991 г.).

Группа Б19

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

ГАЗ ДЛЯ КОММУНАЛЬНО-БЫТОВОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ

Метод определения содержания смолы и пыли

Gas for domestic and public utilities.
Method for determination of tar and dust content

МКС 75.160.30
ОКСТУ 0209

ГОСТ
22387.4—77

Взамен
ГОСТ 5580—56
в части разд. VII

Постановлением Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР от 9 февраля 1977 г. № 599 дата введения установлена

01.01.78

Ограничение срока действия снято Постановлением Госстандарта СССР от 27.06.91 № 1096

Настоящий стандарт распространяется на газ для коммунально-бытового потребления и устанавливает метод определения содержания смолы и пыли.

Сущность метода заключается в осаждении смолы и пыли из газа на фильтре и установлении количества осажденных веществ взвешиванием.

1. АППАРАТУРА, РЕАКТИВЫ И МАТЕРИАЛЫ

1.1. Для определения содержания смолы и пыли применяют:

счетчик газовый барабанный типа ГСБ-400;
трубки хлоркальциевые типов ТХ-У-2 и ТХ-У-3 по ГОСТ 25336—82;
кальций хлористый гранулированный по НТД;
вату гигроскопическую;
весы аналитические не ниже 2-го класса.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

2. ПОДГОТОВКА К ИСПЫТАНИЮ

2.1. Наличие смолы и пыли определяют качественно, для этого пропускают через ватный фильтр 500 дм³ со скоростью 75—80 дм³/ч.

При отсутствии налета на фильтре записывают, что смола и пыль в газе отсутствуют. При обнаружении налета на фильтре проводят количественное определение.

Перед определением содержания смолы и пыли в газе две трубки наполняют гигроскопической ватой, а третью трубку наполняют свежепрокаленным хлористым кальцием, трубки закрывают пробками и, соединив их в последовательности: вата — хлористый кальций — вата, испытывают на герметичность.

3. ПРОВЕДЕНИЕ ИСПЫТАНИЯ

3.1. Первую трубку (с ватой) присоединяют к газовому счетчику, а третью (также с ватой) к газопроводу и пропускают через трубки газ в течение 20—30 мин со скоростью 75—80 дм³/ч, после этого трубки отсоединяют от газопровода и счетчика, разъединяют друг от друга и закрывают.

Первую трубку выдерживают 15—20 мин и взвешивают с погрешностью не более 0,0002 г.

Издание официальное

Перепечатка воспрещена

Издание с Изменением № 1, утвержденным в декабре 1986 г. (ИУС 3—86).

66

Основные недостатки:

несоответствие стандарта требованиям основополагающих стандартов;
недостаточно четко прописана процедура отбора пробы;
отсутствие норм погрешности и сведений об аттестации методики измерений.

Результаты опроса членов ТК 52:

оставить без пересмотра – 2 голоса;
за отмену – 0 голосов;
за пересмотр – 9 голосов;
воздержались – 2 голоса.

Предложение по рассмотренному стандарту:

Поскольку на данный стандарт ссылается ряд стандартов, устанавливающих технические требования к природному газу, предлагаем переработать стандарт с учетом современных требований руководящих документов по стандартизации и метрологии при этом распространить область применения стандарта на газы горючие природные за исключением подготовленного к транспортированию по магистральным газопроводам.

Область действия:

Настоящий стандарт устанавливает метод определения компонентного состава сухого газа, содержащего углеводороды C_1 - C_5 , а также неуглеводородные компоненты (водород, азот, окись и двуокись углерода и сероводород), массовая доля которых 0,1% и выше (до 100 %).

Сущность метода:

Сущность метода заключается в газоожидкостной и газоадсорбционной хроматографии газа с использованием детектора по теплопроводности. Углеводороды C_1 - C_5 , двуокись углерода и сероводород разделяют методом газоожидкостной хроматографии. Неуглеводородные компоненты (водород, кислород, азот, окись углерода) и метан разделяют методом газоадсорбционной хроматографии.

В настоящее время:

Действует редакция с Изменениями N 1, 2, утвержденными в январе 1985 г. и декабре 1989 г. (ИУС 4-85, 4-90). Ограничение срока действия снято по протоколу N 4-93 Межгосударственного Совета по стандартизации, метрологии и сертификации (ИУС 4-94).

Группа B19
МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

ГАЗ СУХОЙ
Метод определения компонентного состава
Dry gas. Method for determination of component composition

ГОСТ
14920-79

МКС 75.160.30
ОКСТУ 0209

Дата введения 01.07.80

Настоящий стандарт устанавливает метод определения компонентного состава сухого газа, содержащего углеводороды C_1 - C_5 , а также неуглеводородные компоненты (водород, азот, окись и двуокись углерода и сероводород), массовая доля которых 0,1 % и выше.

Сущность метода заключается в газоожидкостной и газоадсорбционной хроматографии газа с использованием детектора по теплопроводности. Углеводороды C_1 - C_5 , двуокись углерода и сероводород разделяют методом газоожидкостной хроматографии. Неуглеводородные компоненты (водород, кислород, азот, окись углерода) и метан разделяют методом газоадсорбционной хроматографии.

1. АППАРАТУРА, РЕАКТИВЫ, МАТЕРИАЛЫ

Хроматограф ЛХМ-80.
Печь муфельная электрическая, обеспечивающая нагрев до 1100 °С, с погрешностью ±20 °С.
Шкаф сушильный, обеспечивающий нагрев до 150 °С, с погрешностью ±5 °С.
n-Гептадекан, или *n*-гексадекан, или любая жидкая фаза, или сорбент, обеспечивающие разделение пробы на индивидуальные компоненты.
Аскарит.
Эфир петroleйный.
Кислота соляная синтетическая техническая по ГОСТ 857.
Натронная известь.
Пробирочники металлические по ГОСТ 14921.
Лупа измерительная по ГОСТ 25706.
Линейка счетная логарифмическая.
Секундомер.
Шприцы медицинские вместимостью 1, 2, 5, 10 см³.
Колба круглодонная типа КГП-3 по ГОСТ 25336, вместимостью 250—500 см³.
Чашка фарфоровая по ГОСТ 9147.
Набор сит «Филзрибор».
Диатомитовый кирпич, фракции 0,125—0,160, или 0,160—0,250, или 0,250—0,315 мм.
Сферохром-2, цветохром 1х ДМДХС, цветохром Шк ДМДХС, цветохром МФДХС, цветохром Шк МФДХС, хроматон-N и динохром, фракции 0,125—0,160 или 0,160—0,250, или 0,250—0,315 мм.
Гелий в баллоне (99,0 %—99,5 %).
Цеолит типа NaX или СаА фракции 0,125—0,160 или 0,160—0,250, или 0,250—0,315 мм.
Баня песчаная.
Водоструйный насос по ГОСТ 25336.

Примечание.
Допускается применять аналогичные приборы и материалы по классу точности не ниже предусмотренных стандартом.

(Измененная редакция, Изм. № 2).

Издание официальное

Перепечатка воспрещена

44

Основные недостатки:

- несоответствие стандарта требованиям основополагающих стандартов;
- необходимо усовершенствование методики с учетом научно-технических достижений в данной области;
- отсутствие норм погрешности и сведений об аттестации методики измерений.

Результаты опроса членов ТК 52:

- оставить без пересмотра – 1 голос;
- за отмену – 3 голоса;
- за пересмотр – 6 голосов;
- воздержались – 3 голоса.

Предложение по рассмотренному стандарту:

Поскольку стандарт применяется в ООО «Газпром добыча Астрахань» и ООО «Газпром переработка», предлагаем стандарт переработать с учетом современных требований руководящих документов по стандартизации и метрологии при этом изменить наименование стандарта, понизить нижнюю границу диапазона измерений и расширить перечень определяемых компонентов.

Область действия:

Настоящий стандарт распространяется на природные углеводородные газы, поступающие с промышленных установок подготовки газа и газоперерабатывающих заводов в газопроводы, газы, транспортируемые по магистральным газопроводам и поставляемые потребителям, и устанавливает три метода определения количества водяных паров и точки росы влаги: конденсационный, электролитический и абсорбционный.

Стандарт не распространяется на природные газы, поступающие с установок, где в качестве абсорбента используется метанол и другие растворимые спирты для конденсационного и электролитического методов!

В настоящее время:

Действует редакция с Изменением N 1, утвержденным постановлением Госстандарта СССР от 07.12.88 N 3966 и введенное в действие с 01.07.89.

Ограничение срока действия снято по протоколу Межгосударственного Совета по стандартизации, метрологии и сертификации. (ИУС N 2, 1993 год).

Группа В19
МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

ГАЗЫ ГОРЮЧИЕ ПРИРОДНЫЕ

Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги

ГОСТ
20060—83

Natural combustible gases. Methods for
determining water vapour content and dew-point of moisture

МКС 75.060
ОКСТУ 0270

Дата введения 01.07.84

Настоящий стандарт распространяется на природные углеводородные газы, поступающие с промышленных установок подготовки газа и газоперерабатывающих заводов в газопроводы, газы, транспортируемые по магистральным газопроводам и поставляемые потребителям, и устанавливает три метода определения количества водяных паров и точки росы влаги: конденсационный, электролитический и абсорбционный.

Стандарт не распространяется на природные газы, поступающие с установок, где в качестве абсорбента используются метанол и другие растворимые спирты для конденсационного и электролитического методов.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

1. КОНДЕНСАЦИОННЫЙ МЕТОД

1.1. Сущность метода

Метод заключается в измерении температуры равновесия между образованием и испарением росы на поверхности металлического зеркала, контактирующей с анализируемым газом. Метод применяется для определения температуры точки росы влаги в газах, не содержащих капельной жидкости и точка росы углеводородов которых не превышает точки росы влаги более чем на 5 °С.

1.2. Отбор проб

Пробы отбирают по ГОСТ 18917, непосредственно присоединяя прибор к источнику анализируемого газа.

В пробоотборных линиях не должно быть конденсации паров и их десорбции со стенок пробоотборных линий. Для этого температура на пробоотборной линии должна быть не менее чем на 3 °С выше предполагаемой температуры точки росы газа. Перед анализом пробоотборную линию и линию прибора продувают осушенным газом. При необходимости пробоотборную линию теплоизолируют или нагревают.

1.3. Аппаратура, материалы и реактивы

1.3.1. Гигрометр конденсационный, позволяющий измерять температуру точки росы при фактических давлениях газа в гунжете измерения и удовлетворяющий следующим требованиям:

пределы измерения температуры точки росы должны быть от минус 40 °С до плюс 20 °С; возможность эксплуатации и транспортирования прибора при температуре окружающей среды от плюс 40 °С до минус 40 °С;

взрывобезопасное исполнение;

охлаждение зеркала от плюс 30 °С до минус 50 °С не более 15 мин;

нагрев зеркала от минус 50 °С до плюс 30 °С не более 15 мин;

точность измерения температуры зеркала $\pm 0,5$ °С.

Примечание. Для измерения температуры точки росы выше 0 °С допускается применять гигрометр, работающие при давлении, близком к атмосферному.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

Издание официальное

Перепечатка воспрещена

4 - 2525

25

Основные недостатки:

несоответствие стандарта требованиям основополагающих стандартов;
невозможность применения основных методов, установленных в стандарте для российского природного газа, вследствие ограничения на наличие спиртов;
отсутствие норм погрешности и сведений об аттестации методики измерений.

Предложение по рассмотренному стандарту:

Стандарт следует переработать с учетом современных требований руководящих документов по стандартизации и метрологии;

Необходимо разбить стандарт на части в соответствии с конкретными методами, т.е. выделить конденсационный метод определения температуры точки росы по воде, как универсальный метод, методы непосредственного определения массовой концентрации водяных паров выделить в отдельный стандарт.

Кроме того, считаем целесообразным выделить в отдельный стандарт метод пересчета массовой концентрации водяных паров и температуры точки росы по воде по аналогии с ИСО 18453.

Область действия:

Настоящий стандарт устанавливает метод определения точки росы углеводородов в природных газах, не содержащих капельных взвесей углеводородов и гликолей.

Сущность метода:

Сущность метода заключается в измерении температуры начала конденсации углеводородов на поверхности охлаждаемого металлического зеркала при непрерывном потоке над ним предварительно осушенного анализируемого газа при фиксированном давлении.

В настоящее время:

Ограничение срока действия ГОСТ 20061-84 снято по Протоколу № 4-93 Межгосударственного Совета по стандартизации, метрологии и сертификации. (ИУС 1994 № 4).

Группа Б19
МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

ГАЗЫ ГОРЮЧИЕ ПРИРОДНЫЕ

Метод определения температуры точки росы углеводородов
Combustible natural gases.
Method for determination of hydrocarbon dew point temperature

ГОСТ
20061—84
Взамен
ГОСТ 20061—74

МКС 75.060
ОКСТУ 0209

Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 19 декабря 1984 г. № 4721 дата введения установлена

01.01.86

Ограничение срока действия снято Постановлением Госстандарта СССР от 13.06.91 № 859

Настоящий стандарт устанавливает метод определения точки росы углеводородов в природных газах, не содержащих капельных взвесей углеводородов и гликолей.

Сущность метода заключается в измерении температуры начала конденсации углеводородов на поверхности охлаждаемого металлического зеркала при непрерывном потоке над ним предварительно осушенного анализируемого газа при фиксированном давлении.

Стандарт полностью соответствует СТ СЭВ 4491—84.

1. МЕТОД ОТБОРА ПРОБ

Пробу отбирают по ГОСТ 18917—82 из пробоотборной линии непосредственно в измерительный конденсационный прибор.

Температура пробоотборной линии при измерении должна быть не ниже температуры газа в месте его отбора.

Издание официальное

Переиздание.

Перепечатка воспрещена

36

Основные недостатки:

- несоответствие стандарта требованиям основополагающих стандартов;
- необходимо усовершенствование методики с учетом научно-технических достижений в данной области;
- отсутствие норм погрешности и сведений об аттестации методики измерений.

Результаты опроса членов ТК 52:

- Оставить без пересмотра – 2 голоса;
- За отмену – 1 голос;
- За пересмотр – 6 голосов;
- Воздержались – 4 голоса.

Предложение по рассмотренному стандарту:

Стандарт переработать с учетом современных требований стандартизации и метрологии, а также научно-технических достижений в данной области.

- *По результатам рассмотрения в ТК 52 действующих стандартов, относящихся к области стандартизации ПК1 «Природный газ», отмечен ряд очевидных недостатков, а именно:*
 - *несоответствие требованиям основополагающих документов по стандартизации;*
 - *несоответствие требованиям ФЗ-102 «Об обеспечении единства измерений»;*
 - *использование морально-устаревших методов измерений, снятых с производства или многократно модернизированных СИ, материалов и испытательного оборудования, ссылки на отмененные или неактуальные стандарты и т.п.*

- *На основании рассмотрения межгосударственных стандартов в ТК 52 предлагаем:*
 - *ГОСТ 22387.3-77 «Газы природные. Метод определения кислорода» отменить на территории РФ после введения в действие соответствующего стандарта ГОСТ Р;*
 - *Остальные рассмотренные межгосударственные стандарты пересмотреть в целях приведения в соответствие с требованиями действующего законодательства РФ (государств-членов МГС), а также руководящих документов по стандартизации и метрологии.*

Предлагаем следующие новые наименования для перерабатываемых стандартов:

| Существующее наименование | Предлагаемое наименование |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| ГОСТ 11382-76 «Газы нефтепереработки. Метод определения сероводорода» | ГОСТ «Газы нефтепереработки и газопереработки. Определение серосодержащих соединений» |
| ГОСТ 5439-76 «Газы горючие природные и искусственные. Метод определения объемной доли компонентов на комплектах для газовых анализов типа КГА» | ГОСТ «Газы нефтепереработки и газопереработки. Определение объемной доли компонентов на комплектах для газовых анализов» |
| ГОСТ 22387.4-77 «Газ для коммунально-бытового потребления. Метод определения содержания смолы и пыли» | ГОСТ «Газ горючий природный. Определение содержания механических примесей»* |
| ГОСТ 14920-79 «Газ сухой. Метод определения компонентного состава» | ГОСТ «Газы нефтепереработки и газопереработки. Определение компонентного состава» |
| ГОСТ 20060-83 «Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги» | ГОСТ «Газ горючий природный. Определение температуры точки росы по воде»* |
| ГОСТ 20061-84 «Газы горючие природные. Метод определения температуры точки росы углеводородов» | ГОСТ «Газ горючий природный. Определение температуры точки росы по углеводородам»* |

* – проекты стандартов, включенные в План работы ТК 52 на 2016-2017 гг. и Перспективный План разработки документов по техническому регулированию в ПАО «Газпром» на 2016-2020 годы

Благодарю за внимание!