

Перспективы развития экспериментальных и расчетных методов определения температуры точки росы природного газа по воде и углеводородам

Докладчик - Б.Д. Донских

**Начальник лаборатории контроля качества природного газа
Центра метрологического обеспечения ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
Ответственный секретарь подкомитета 4 «Промысловая зона»
Технического комитета ТК52 «Природный и сжиженные газы»**

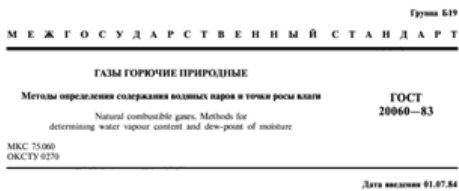
В связи с планируемым вступлением в действие Технического регламента ЕАЭС 046/2018 «О безопасности газа горючего природного, подготовленного к транспортированию и/или использованию» в 2022 году, необходима разработка ряда значимых стандартов

Стандарты, устанавливающие методики определения и расчета показателей качества газа горючего природного, которые будут разрабатываться в период 2019-2020 гг

- **ГОСТ «Газ горючий природный. Определение температуры точки росы по воде»**
Будет разрабатываться взамен ГОСТ 20060-83 «Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы воды» в части определения температуры точки росы по воде и ГОСТ Р 53763-2009 «Газы горючие природные. Определение температуры точки росы по воде».
- **ГОСТ «Газ горючий природный. Определение массовой концентрации водяных паров»**
Будет разрабатываться взамен ГОСТ 20060-83 «Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы воды» в части определения массовой концентрации водяных паров с учетом наличия современных методов и средств измерений.
- **ГОСТ «Газ горючий природный. Методы расчета температуры точки росы по воде и массовой концентрации водяных паров»**
Будет разрабатываться взамен ГОСТ 20060-83 «Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы воды» ГОСТ Р 53763-2009 «Газы горючие природные. Определение температуры точки росы по воде» в части взаимных пересчетов массовой концентрации водяных паров и температуры точки росы с учетом новых термодинамических данных.
- **ГОСТ «Газ горючий природный. Определение температуры точки росы по углеводородам»**
Будет разрабатываться взамен ГОСТ 20061-84 «Газы горючие природные. Метод определения температуры точки росы углеводородов» и ГОСТ Р 53762-2009 «Газы горючие природные. Определение температуры точки росы по углеводородам».

Разработка ГОСТ «Газ горючий природный. Определение температуры точки росы по воде»

Планируется разработка нового межгосударственного стандарта взамен действующего **ГОСТ 20060-83 «Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы воды»** в части определения температуры точки росы по воде на основе национального стандарта **ГОСТ Р 53763-2009 «Газы горючие природные. Определение температуры точки росы по воде»** с учетом положений **СТО Газпром 5.53-2015 «Обеспечение единства измерений. Газ горючий природный. Определение температуры точки росы по воде. Организация системы отбора проб при высоком содержании тяжелых углеводородов»**



Основные недостатки конденсационного метода по ГОСТ 20060:

- не указаны метрологические характеристики представленного в ГОСТ конденсационного визуального метода определения $TTP_{\text{в}}$;
- не приведены метрологические требования к используемым в методе средствам измерений температуры точки росы по воде;
- в преамбуле к стандарту приведено ограничение на применение метода для газов, «поступающих с установок, где в качестве абсорбента используется метанол и другие растворимые спирты», т.е. более половины от всего объема подготавливаемого природного газа;
- метод применяется для определения $TTP_{\text{в}}$ в природных газах, не содержащих капельной жидкости и точка росы по углеводородам которых не превышает $TTP_{\text{в}}$ более чем на 5°C .

Настоящий стандарт распространяется на природные углеводородные газы, поступающие с промысловых установок подготовки газа и газоперекачивающих станций в газопроводы, газы, транспортируемые по магистральным газопроводам и поставленные 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.

(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°C .

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°C выше предположительной температуры точки росы газа. Перед анализом пробоотборную линию и линию прибора продувают осушенным газом. При необходимости пробоотборную линию теплоизолируют для вытеснения.

1.3. Аппаратура, материалы и реактивы

1.3.1. Гигрометр конденсационный, позволяющий измерять температуру точки росы при фактически давлении газа в пункте измерения и удовлетворяющий следующим требованиям: пределы измерения температуры точки росы должны быть от минус 40°C до плюс 20°C ; возможность эксплуатации и транспортирования прибора при температуре окружающей среды от плюс 40°C до минус 40°C ; взрывобезопасное исполнение; охлаждение зеркала от плюс 30°C до минус 50°C не более 15 мин; нагрев зеркала от минус 50°C до плюс 30°C не более 15 мин; точность измерения температуры зеркала $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$.

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

(Измененная редакция, Изм. № 1).

Издание официальное
Перепечатка воспрещена
4 - 2018

Разработка ГОСТ «Газ горючий природный. Определение температуры точки росы по воде»

Основные недостатки конденсационного метода по ГОСТ Р 53763:

- метрологические характеристики метода приведены в зависимости только от температурных диапазонов, необходимо учитывать также диапазоны давления;
- не приведены подробные технические описания и требования к методам и средствам для извлечения конденсирующихся углеводородов при их повышенном содержании;
- не включена схема и описание процедуры выполнения измерений $T_{TP_в}$ при пониженных по отношению к рабочему давлению (например, 3,92 МПа или 0,1 МПа) с использованием обогреваемого редуктора;
- необходимо уточнить понятийный аппарат и соответствующую терминологию по методам и средствам измерений температуры точки росы по воде.

• При разработке нового стандарта необходимо предусмотреть следующее:

- ✓ в стандарте представить конденсационный визуальный метод измерений температуры точки росы по воде, исключить методы измерений других физических величин;
- ✓ не включать в стандарт методы взаимного пересчета (расчета) температуры точки росы природного газа по воде и массовой концентрации водяных паров;
- ✓ пересмотреть метрологические характеристики визуального конденсационного метода измерений $T_{TP_в}$ с учетом комплексного влияния термобарических условий на точность результата;
- ✓ включить в стандарт методики и примеры технических средств для извлечения тяжелых углеводородов при их значительном содержании, когда они препятствуют фиксации $T_{TP_в}$;
- ✓ включить в стандарт процедуру измерения $T_{TP_в}$ при пониженных давлениях исследуемого природного газа (относительно давления в точке отбора) с применением обогреваемого редуктора.



Обеспечение единства измерений

ГАЗ ГОРЮЧИЙ ПРИРОДНЫЙ.
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ТОЧКИ РОСЫ ПО ВОДЕ.
ОРГАНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ОТБОРА ПРОБ
ПРИ ВЫСОКОМ СОДЕРЖАНИИ
ТЯЖЕЛЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ

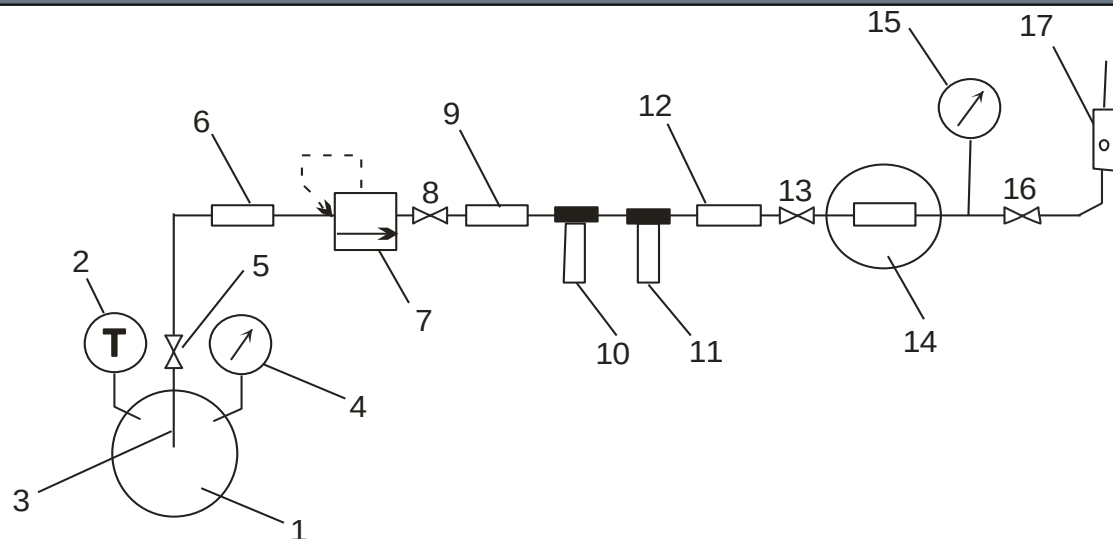
СТО Газпром 5.53-2015

ИЗДАНИЕ ОФИЦИАЛЬНОЕ

Санкт-Петербург 2017

Область действия СТО Газпром 5.53-2015

- стандарт устанавливает требования к организации систем отбора проб при измерений TTP_g природного газа визуальным и автоматическим конденсационными методами;
- применяется в случае, если при использовании твердых сорбентов тяжелых углеводородов (например, поглотителей «Glysorb», МАУ) на зеркале гигрометра происходит образование жидкой углеводородной фазы при температуре, превышающей температуру начала конденсации паров воды.



Разработка ГОСТ «Газ горючий природный. Определение массовой концентрации водяных паров»

Планируется разработка нового ГОСТ «Газ горючий природный. Определение массовой концентрации водяных паров» взамен ГОСТ 20060-83 «Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы воды» в части определения массовой концентрации водяных паров с учетом применения современных методов и средств измерений.

При разработке нового межгосударственного стандарта необходимо предусмотреть следующее:

- провести сравнительный анализ наиболее широко применяемых и перспективных методов измерений массовой концентрации водяных паров в природном газе с целью выбора арбитражного метода;
- при выборе арбитражного метода, предпочтение целесообразно отдавать наиболее точным, автоматизированным и селективным методам;
- выполнить метрологическую аттестацию выбранного арбитражного метода измерений массовой концентрации водяных паров в природном газе;
- провести исследования и разработать способы предотвращения влияния условий и компонентов природного газа на характеристики чувствительных элементов анализаторов;
- включить в стандарт процедуру проверки правильности измерений с обеспечением прослеживаемости к государственному первичному эталону.

ISO/TC 194/SC 2 A 51
2006-10-15
ISO/TC 194/SC 2
ISO/TC 194/SC 2 A 51
2006-10-15

INTERNATIONAL
STANDARD

ISO
10101-1

Natural gas — Measurement of Properties — Single Components and
Composition Properties — Part 1: Water Content and Water Dew-Point
Determination

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part 1: Introduction

Part

Разработка ГОСТ «Газ горючий природный. Определение массовой концентрации водяных паров»

Государственный первичный эталон единицы влажности газов разработан и находится в Восточно-Сибирском филиале ФГУП «ВНИИФТРИ» (г. Иркутск)

Государственный первичный эталон относительной влажности газов, молярной (объемной) доли влаги, температуры точки росы/иная ГЭТ 151-2014

Установка высшей точности для воспроизведения единицы влажности газов при высоких давлениях УВТ 103-А-2001



Характеристики Государственного эталона ГЭТ 151-2014

Диапазон рабочих температур, °C	от -120 до + 90
Диапазон относительной влажности, %	От 5 до 98
Диапазон молярной доли влаги, млн ⁻¹	от 0,6 до 700000
Расширенная неопределенность, °C	0,12
Неисключенная систематическая погрешность воспроизведения единицы, %	от 0,04 до 0,08

Характеристики Установки высшей точности УВТ 103-А-2001

Диапазон рабочих температур, °C	от + 5 до + 60
Диапазон рабочих давлений, МПа	От 1 до 10
Диапазон измерений молярной доли влаги, млн ⁻¹	От 50 до 10000
Случайная погрешность воспроизведения единицы, %	0,3
Неисключенная систематическая погрешность воспроизведения единицы, %	0,34

Разработка ГОСТ «Газ горючий природный. Газ горючий природный. Методы расчета температуры точки росы по воде и массовой концентрации водяных паров»

Планируется разработка нового межгосударственного стандарта ГОСТ «Газ горючий природный. Методы расчета температуры точки росы по воде и массовой концентрации водяных паров» взамен ГОСТ 20060-83 и ГОСТ Р 53763-2009 в части методик пересчетов массовой концентрации водяных паров и T_{TP} природного газа с учетом применения современных экспериментальных данных и расчетных алгоритмов

Основные недостатки существующих расчетных методов по ГОСТ 20060 и ГОСТ Р 53763:

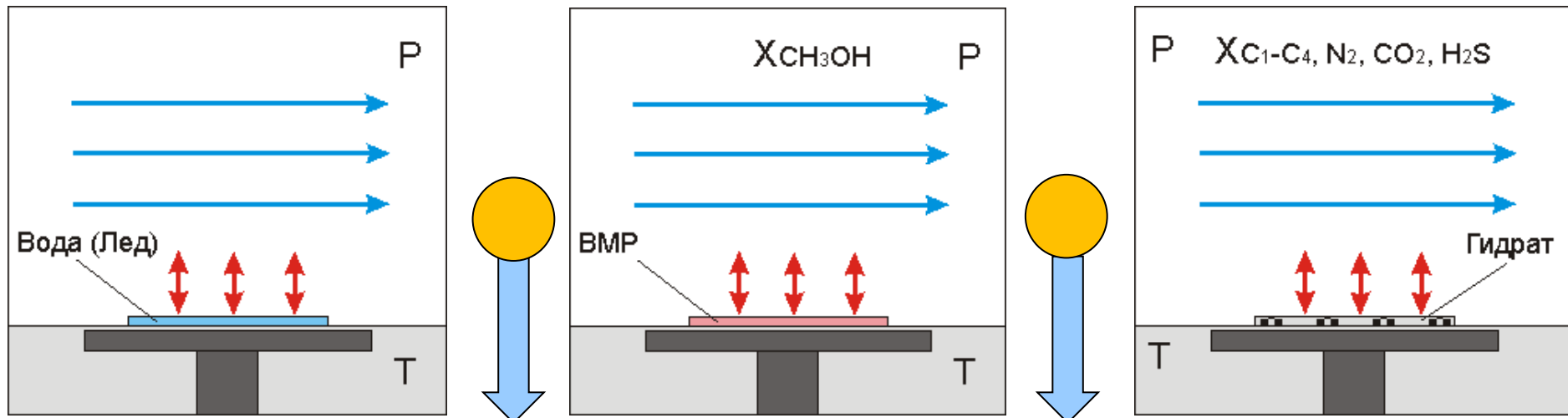
- методы основаны на устаревших и неточных экспериментальных данных по равновесиям «вода-природный газ»;
- в методах не учитывается влияние состава природного газа на состав равновесной с ним конденсированной водной части, т.е. влияние гидратообразующих компонентов и паров метанола на характер водной фазы;
- в методах не рассматриваются расчеты, применительно ко всем возможным видам образующейся водной фазы, т.е. вода, лед, водометанольный раствор (ВМР) и газовые гидраты различных структур;
- применяемые методы не прошли процедуру метрологической аттестации и не имеют установленных характеристик точности.

При разработке нового стандарта необходимо предусмотреть следующее:

- в стандарте изложить современные методы расчета, основанные на надежных экспериментальных данных, которые учитывают состав равновесных парогазовой и конденсированной водной фаз;
- расчетные методы должны учитывать влияние метанола и гидратообразующих компонентов природного газа на состав конденсированной водной фазы;
- разрабатываемые методы пересчета должны предполагать расчеты равновесий газовой фазы с различными видами конденсированных водных фаз (жидкой водой, льдом, гидратами различных структур, водометанольный раствор);
- целесообразно привести в стандарте как полный метод расчета (легко реализуемый в виде программы для ПК), так и упрощенный его вариант для оперативного «ручного» расчета с использованием упрощенных формул;
- для удобства в стандарт также целесообразно включить примеры и результаты пересчетов в виде таблиц или номограмм;
- выполнить метрологическую аттестацию разработанных расчетных методов определения массовой концентрации паров воды в природном газе и температуры точки росы по воде.

Разработка ГОСТ «Газ горючий природный. Газ горючий природный. Методы расчета температуры точки росы по воде и массовой концентрации водяных паров»

Взаимный пересчет температуры точки росы по воде и массовой концентрации водяных паров необходимо проводить с учетом компонентных составов и физико-химических свойств компонентов равновесных фаз



Получение и передача первичных входных данных от анализаторов и СИ в программу расчета

Алгоритмическая обработка первичных входных данных и определение типа выпадающей конденсированной фазы

Расчет состава равновесной конденсированной фазы и выдача результатов в численном или графическом виде

Разработка ГОСТ «Газ горючий природный. Определение температуры точки росы по углеводородам»

Планируется разработка нового ГОСТ «Газ горючий природный. Определение температуры точки росы по углеводородам» взамен действующих **ГОСТ 20061-84** «Газы горючие природные. Метод определения температуры точки росы углеводородов» и **ГОСТ Р 53762-2009** «Газы горючие природные. Определение температуры точки росы по углеводородам» с учетом основных положений **СТО Газпром 5.52-2015** «Обеспечение единства измерений. Газ горючий природный. Измерение температуры точки росы по углеводородам при давлениях ниже давления в газопроводе» и **Р Газпром 5.20-2014** «Обеспечение единства измерений. Калибровка средств измерения температуры точки росы природного газа по углеводородам»

Группа В19	
МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ	
ГАЗЫ ГОРЮЧИЕ ПРИРОДНЫЕ	ГОСТ
Метод определения температуры точки росы углеводородов	20061—84
Combustible natural gases.	Введен
Method for determination of hydrocarbon dew point temperature	ГОСТ 20061—84
МКС 75.060	
ОКС 75.060	
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 капиллярных жидкостей углеводородов и глицерина.	
Сущность метода заключается в измерении температуры начала конденсации углеводородов на поверхности охлажденного металлического жала 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 пробоборной линии непосредственно в измерительный конденсационный прибор.	
Температура пробоборной линии при измерении должна быть не ниже температуры газа в месте его отбора.	
Издание официальное	Перепечатка воспрещена

Основные недостатки ГОСТ 20061 и ГОСТ Р 53762:

- не предусмотрено выполнение измерений $ТПР_{ув}$ при пониженных давлениях газа (относительно давления в точке отбора) с применением обогреваемого редуктора;
- не предусмотрено измерение $ТПР_{ув}$ по фиксированному количеству углеводородов, конденсирующихся на зеркале анализатора (например при выпадении 5 мг/м^3);
- в ГОСТ 20061 не приведены метрологические требования к применяемым средствам измерений температуры точки росы по углеводородам;
- в ГОСТ Р 53762 метрологические характеристики метода приведены в зависимости только от температурных диапазонов, необходимо учитывать также диапазоны давления.



Обеспечение единства измерений

ГАЗ ГОРЮЧИЙ ПРИРОДНЫЙ.
ИЗМЕРЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ТОЧКИ РОСЫ
ПО УГЛЕВОДОРОДАМ ПРИ ДАВЛЕНИЯХ
НИЖЕ ДАВЛЕНИЯ В ГАЗОПРОВОДЕ

СТО Газпром 5.52-2015

издание официальное

Санкт-Петербург 2017

Область действия СТО Газпром 5.52-2015

- стандарт применяют при измерениях $TTP_{ув}$ в случае, если в технических соглашениях на поставку ГПП между хозяйствующими субъектами, осуществляющими добычу, транспортирование, подземное хранение, распределение или снабжение газом потребителей, установлено давление измерения $TTP_{ув}$ для определения соответствия качества ГПП ниже рабочего давления в газопроводе;
- стандарт устанавливает требования к выполнению измерений $TTP_{ув}$ визуальными и автоматическими конденсационными методами в диапазоне абсолютных давлений от 2,5 до 7,5 МПа и диапазоне температур природного газа от минус 20 °С до 40 °С.

Область действия Р Газпром 5.20-2014

- рекомендации распространяются на средства измерений (СИ) температуры точки росы природного газа по углеводородам ($TTP_{ув}$) – визуальные и автоматические конденсационные анализаторы $TTP_{ув}$;
- рекомендации определяют методику калибровки СИ $TTP_{ув}$ с использованием рабочего эталона нулевого разряда единицы температуры точки росы (далее – рабочий эталон) в диапазоне температур от минус 30,0 °С до 30,0 °С и в диапазоне давлений от 0,1 до 10,0 МПа;
- устанавливают метод определения метрологических характеристик анализатора точки росы по процедуре, без прослеживаемости к государственному эталону



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

Обеспечение единства измерений

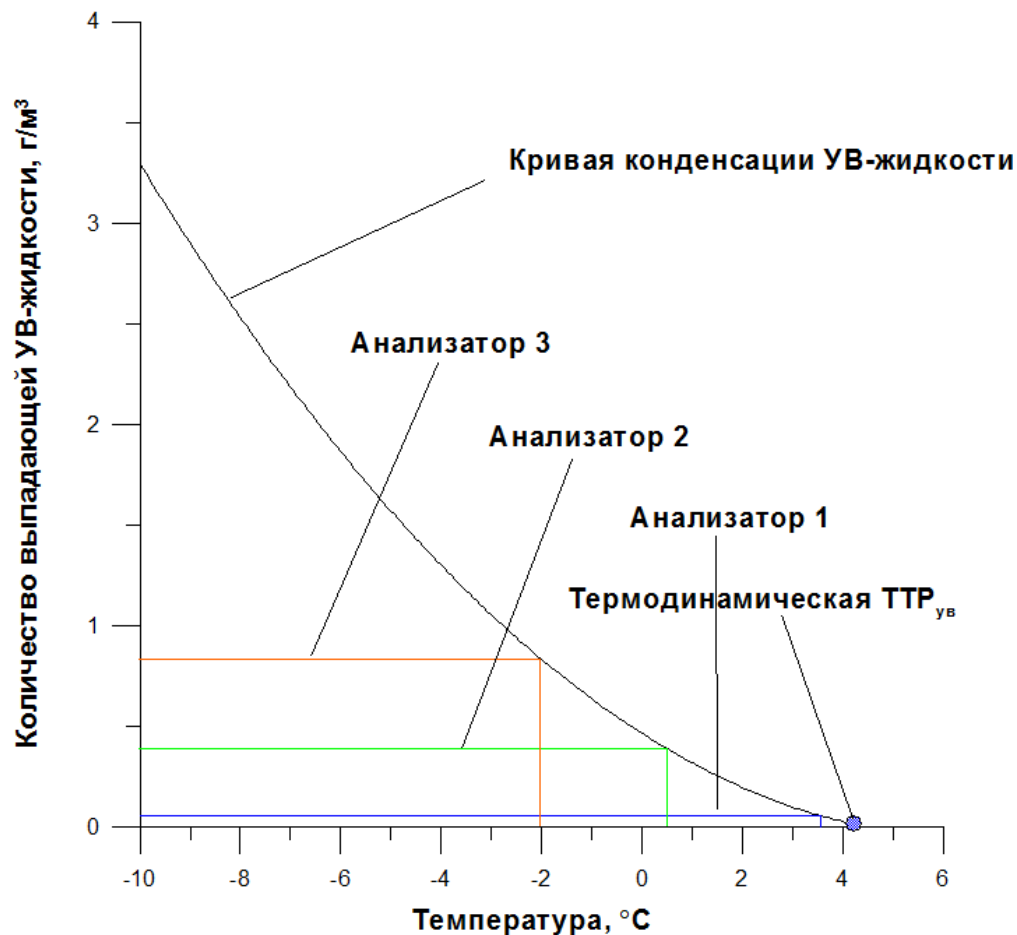
КАЛИБРОВКА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЯ
ТЕМПЕРАТУРЫ ТОЧКИ РОСЫ
ПРИРОДНОГО ГАЗА ПО УГЛЕВОДОРОДАМ

Р Газпром 5.22-2014

издание официальное

Санкт-Петербург 2016

Результаты измерений $T_{P_{ув}}$ различными анализаторами с отличающимися чувствительностями будут значительно различаться в силу природы процесса конденсации углеводородных смесей



Компонент	Молярная доля компонентов, %
Метан	94,8240
Этан	3,0270
Пропан	0,7661
изо-Бутан	0,2229
н-Бутан	0,2472
изо-Пентан	0,1382
н-Пентан	0,1385
Сумма C ₆	0,0997
Сумма C ₇	0,0282
Сумма C ₈	0,0091
Сумма C ₉	0,0029
Сумма C ₁₀	0,0012
Азот	0,4466
Диоксид углерода	0,0487

Разработка ГОСТ «Газ горючий природный. Определение температуры точки росы по углеводородам»

Разработка государственного эталона единицы измерения температуры точки росы по углеводородам в газах

По термодинамическому равновесию с привязкой к единице температуры по аналогии с ГЭТ-151

По массе выпадающей УВ-жидкости по аналогии с методом ИСО 6570 с привязкой к эталону массы

По молярной доле индивидуального УВ-компонента с подходящими свойствами с привязкой к ГЭТ-154

Важно отметить, что по показателю качества природного газа $TTP_{ув}$ в настоящее время отсутствует первичный государственный эталон, что не позволяет в полной мере реализовать требования ФЗ-102 по прослеживаемости результатов измерений к государственным эталонам. В настоящее время поверка и калибровка анализаторов $TTP_{ув}$ осуществляется по процедуре

• При разработке нового стандарта необходимо предусмотреть следующее:

- ✓ пересмотреть метрологические характеристики визуального метода измерений $TTP_{ув}$ с учетом комплексного влияния условий температуры и давления на точность результата;
- ✓ проанализировать возможность и целесообразность измерения $TTP_{ув}$ по фиксированному количеству углеводородов, выпадающих на зеркале прибора (например при выпадении 5 мг/м^3);
- ✓ включить в стандарт процедуру измерения $TTP_{ув}$ при пониженных давлениях природного газа (относительно давления в точке отбора) с применением обогреваемого редуктора;
- ✓ включить в стандарт процедуру калибровки анализаторов с применением системы насыщения газа индивидуальным углеводородом с подходящими физико-химическими свойствами.

Заключение

В результате обзора стандартов планируемых к разработке в период с 2019 по 2020 годы можно заключить следующее:

- Для обеспечения полноценного действия **ГОСТ «Газ горючий природный. Методы расчета температуры точки росы по воде и массовой концентрации водяных паров»** считаем целесообразным либо разработать новый межгосударственный стандарт **ГОСТ «Газ природный. Определение содержания метанола методом газовой хроматографии»** или включить метанол в перечень определяемых компонентов разрабатываемой новой версии **ГОСТ 31371.7**.
- В целях обеспечения возможности оценки качества природного газа при недостаточном количестве данных, а также для реализации возможности сравнения качества различных потоков природного газа при различных термобарических условиях, считаем целесообразным разработку в перспективе **ГОСТ «Газ природный. Методы расчета температуры точки росы по углеводородам»**.
- Поскольку расчетный метод определения температуры точки росы по углеводородам предъявляет достаточно высокие требования к качеству результатов газохроматографического анализа считаем целесообразным разработать **ГОСТ «Газ горючий природный. Определение молярной доли углеводородов C_5 – C_{12} методом газовой хроматографии»** или включить соответствующие требования и расширить перечень определяемых компонентов в разрабатываемой новой версии **ГОСТ 31371.7**.
- Целесообразно разработать государственный эталон по точке росы по углеводородам, однако принцип его действия на данный момент неочевиден и требует дополнительного обсуждения в экспертном сообществе нефтегазовой отрасли и метрологических институтов Росстандарта;
- Необходимо исследовать типичные природные газы РФ на предмет количеств выпадающей УВ-жидкости для рассмотрения целесообразности нормирования $TPP_{УВ}$ по количеству УВ-жидкости.

БЛАГОДАРЮ ЗА ВНИМАНИЕ !