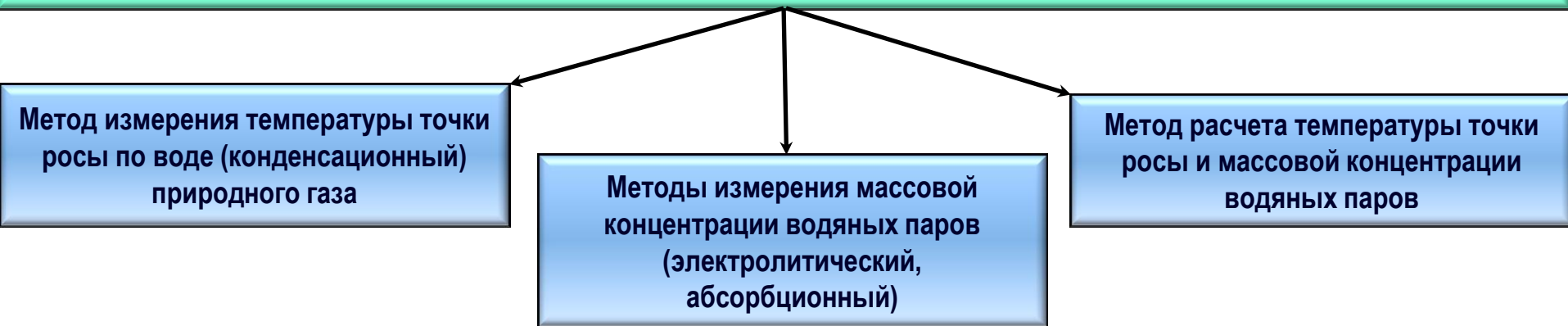


**Актуальные проблемы и перспективы развития
экспериментальных и расчетных методов
определения температуры точки росы
природного газа по воде и углеводородам**

Б.Д. Донских
Начальник лаборатории контроля качества природного газа
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

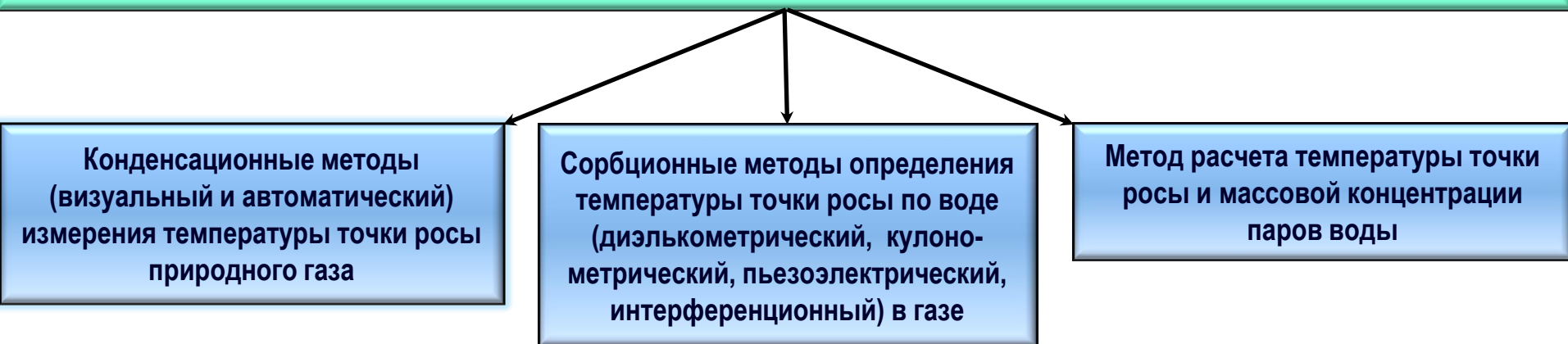
Межгосударственный стандарт ГОСТ 20060-83 «Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги»



Основные недостатки конденсационного метода измерений, изложенного в ГОСТ:

- не указаны метрологические характеристики представленного в ГОСТ метода;
- не приведены метрологические требования к средствам измерений TTP_e ;
- 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 подготовленного природного газа;
- метод применяется для определения TTP_e в газах, не содержащих капельной жидкости и точка росы по углеводородам которых не превышает TTP_e более чем на 5°C .

Национальный стандарт ГОСТ Р 53763-2009 «Газы горючие природные. Определение температуры точки росы по воде»



Основные недостатки конденсационных методов измерений, изложенного в ГОСТ Р:

- метрологические характеристики методов приведены в зависимости только от температурных диапазонов, необходимо учитывать также диапазоны давления;
- не приведены подробные описания методов и средств для извлечения конденсирующихся углеводородов при их повышенном содержании;
- не предусмотрено выполнение измерений TTP_e при пониженных давлениях (например, 3,92 МПа) с использованием обогреваемого редуктора;
- необходимо уточнить терминологию, связанную с методом и средствами измерений.

Межгосударственный стандарт ГОСТ 20060-83 «Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги»

Национальный стандарт ГОСТ Р 53763-2009 «Газы горючие природные. Определение температуры точки росы по воде»

Общие недостатки указанных стандартов:

- *в стандартах совмещены методы измерений различных физических величин – температуры точки росы по воде и массовой концентрации водяных паров, однако сущность методов и средства измерений принципиально отличаются;*
- *в стандартах приведены методы взаимного пересчета (расчета) температуры точки росы и массовой концентрации водяных паров, имеющие ряд существенных недостатков; расчетный метод целесообразно выделить в отдельный стандарт по аналогии с ИСО 18453:2004;*
- *не предусмотрено применение систем извлечения повышенных количеств тяжелых углеводородов для предотвращения их влияния на результат измерений;*
- *не предусмотрено выполнение измерений при пониженных давлениях газа (относительно давления в точке отбора) с применением обогреваемого редуктора.*

Поскольку ГОСТ 20060 устарел и имеет ряд недостатков, а ГОСТ Р 53763 не является межгосударственным стандартом, принятым странами-членами ЕАЭС, в целях нормативного обеспечения действия Технического регламента ЕАЭС «О безопасности газа горючего природного...» необходимо разработать новый межгосударственный стандарт ГОСТ «Газ природный. Определение температуры точки росы по воде» взамен 20060 на основе ГОСТ Р 53763

При разработке нового стандарта необходимо предусмотреть следующее:

- в стандарте представить конденсационные методы (в автоматическом и ручном режимах) 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 паров воды;*
- пересмотреть метрологические характеристики конденсационного метода измерений TTP_e 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 (более 5 г/м³);*
- включить в стандарт процедуру измерения TTP_e при пониженных давлениях газа (относительно давления в точке отбора) с применением обогреваемого редуктора.*

Межгосударственный стандарт ГОСТ 20060-83 «Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги»

Электролитический метод

Основные недостатки метода:

- значительное влияние паров метанола на результаты измерений;
- зависимость результатов измерений от количества пропущенного исследуемого газа;
- измерения необходимо проводить с редуцированием давления природного газа до атмосферного, что требует применения дополнительных систем обогрева;
- не указаны метрологические требования к применяемым гигрометрам.

Абсорбционный метод

Основные недостатки метода:

- метрологические характеристики метода измерений не указаны;
- метод не автоматизирован, сложен в применении и трудоемок;
- методика расчета результата измерений и данные таблицы 3 стандарта некорректны;
- метод распространяется на газы с массовой концентрацией паров воды более 100 мг/м^3 , что эквивалентно значению ТТРв порядка $2,7 \text{ }^\circ\text{C}$ (не характерно для ГТС).

Национальный стандарт ГОСТ Р 53763-2009 «Газы горючие природные. Определение температуры точки росы по воде»

Кулонометрический метод

Основные недостатки метода:

- *значительное влияние паров метанола на результаты измерений;*
- *зависимость результатов измерений от количества исследуемого газа;*
- *измерения необходимо проводить с редуцированием давления газа до атмосферного, что требует применения дополнительных систем обогрева.*

Диэлькометрический, пьезоэлектрический, интерференционный методы

Основные недостатки метода:

- *значительное влияние паров метанола на результаты измерений;*
- *негативное влияние на чувствительные элементы анализаторов оказывает повышенное давление;*
- *чувствительные элементы теряют свои характеристики в присутствии паров тяжелых углеводородов и гликолей.*

Поскольку методы, изложенные в ГОСТ 20060 и ГОСТ Р 53763 имеют ряд существенных недостатков, в целях нормативного обеспечения действия Технического регламента ЕАЭС «О безопасности газа горючего природного...» целесообразно разработать новый межгосударственный стандарт ГОСТ «Газ природный. Определение массовой концентрации водяных паров» взамен ГОСТ 20060 и ГОСТ Р 53763

При разработке нового стандарта необходимо предусмотреть следующее:

- провести сравнительный анализ наиболее подходящих методов измерений массовой концентрации водяных паров в природном газе с целью выбора арбитражного метода;*
- выполнить метрологическую аттестацию выбранного арбитражного метода измерений массовой концентрации водяных паров в природном газе;*
- включить в стандарт современные методы измерений, не охваченные изданными ранее стандартами, например, спектральные; предпочтение целесообразно отдавать высокоточным, автоматизированным и селективным методам;*
- в стандарте допустить применение всех известных методов измерений массовой концентрации водяных паров в природном газе с указанием ограничений их применения;*
- 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 использованием современной эталонной базы и высокоточных средств измерений.*

Межгосударственный стандарт
ГОСТ 20060-83 «Газы горючие природные.
Методы определения содержания водяных паров и
точки росы влаги»

Национальный стандарт
ГОСТ Р 53763-2009
«Газы горючие природные.
Определение температуры точки росы по воде»

Метод расчета по Бюкачеку (1955 год)

Метод расчета по GERG (2000 год)

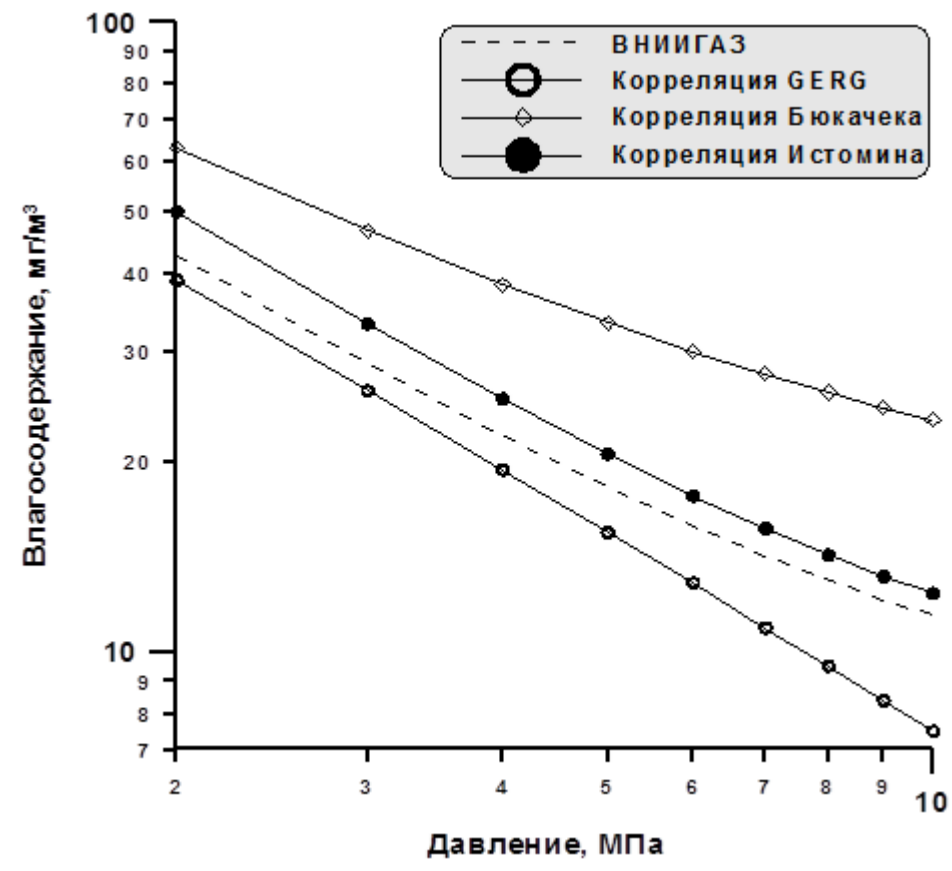
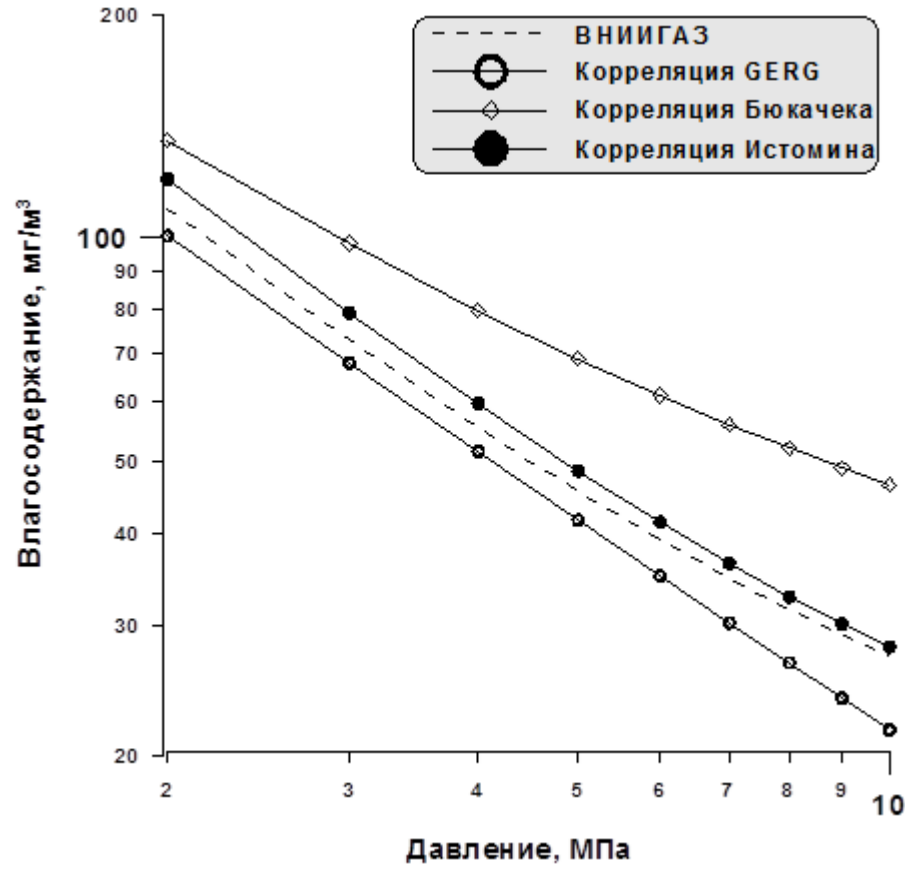
Основные недостатки метода:

- метод разработан на основе исследований, проведенных в 30-х÷40-х годах прошлого века при температурах равновесия более 20 °С, с последующей экстраполяцией полученных зависимостей на отрицательные температуры;
- при разработке корреляции использовано неточное уравнение для расчета давления насыщенных паров над жидкой водой;
- метод не учитывает возможность конденсации других водных фаз, кроме жидкой воды (ВМР, гидраты природного газа, лед);
- в методе не указаны метрологические характеристики результатов расчета.

Основные недостатки метода:

- метод распространяется на природные газы, «технически свободные от ...метанола», что не соответствует фактическому составу природного газа, транспортируемого по ЕСГ;
- метод не предполагает учет содержания метанола для расчета равновесий в системе «природный газ – конденсированная водная фаза»;
- метод не предполагает учет содержания в газе гидратообразующих компонентов, влияющих на состав и физико-химические свойства конденсированной водной фазы;
- формулы для расчета неопределенности могут приводить к некорректным результатам.

Сравнение результатов расчета массовой концентрации водяных паров в природном газе с использованием различных корреляций, а также экспериментальных данных



Зависимости расчетных и экспериментальных значений МКВП в природном газе от давления при температуре минус 10,0 °С

Зависимости расчетных и экспериментальных значений МКВП в природном газе от давления при температуре минус 20,0 °С

Поскольку методы расчета температуры точки росы и массовой концентрации паров воды, изложенные в ГОСТ 20060 и ГОСТ Р 53763, имеют ряд существенных недостатков, в целях нормативного обеспечения действия Технического регламента ЕАЭС «О безопасности газа горючего природного...» целесообразно разработать новый межгосударственный стандарт ГОСТ «Газ природный. Методы расчета температуры точки росы по воде и массовой концентрации водяных паров»

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 должны предполагать расчеты равновесий газовой фазы с различными видами конденсированных водных фаз (жидкой водой, льдом, гидратами, ВМР);*
- 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 результаты пересчетов в виде таблиц или номограмм для природных газов типовых составов;*
- выполнить метрологическую аттестацию разработанных расчетных методов определения массовой концентрации паров воды в природном газе и температуры точки росы по воде.*

Межгосударственный стандарт ГОСТ 20061-84 «Газы горючие природные. Метод определения температуры точки росы углеводородов»

Национальный стандарт ГОСТ Р 53762-2009 «Газы горючие природные. Определение температуры точки росы по углеводородам»

Общие и частные недостатки указанных стандартов:

- *в стандартах не приведены методы (или ссылки на методы) пересчета значений температуры точки росы по углеводородам на другие давления, отличающиеся от давления в точке отбора пробы природного газа, что не удобно при необходимости получения данных о $TTR_{ув}$ при других давлениях или сравнения различных газов при различных условиях;*
- *не предусмотрено выполнение измерений при пониженных давлениях газа (относительно давления в точке отбора) с применением обогреваемого редуктора;*
- *не предусмотрено измерение $TTR_{ув}$ по фиксированному количеству углеводородов, конденсирующихся на зеркале прибора (например при выпадении 5 мг/м^3);*
- *в ГОСТ 20061 не приведены метрологические требования к средствам измерений $TTR_{ув}$;*
- *в ГОСТ Р 53762 метрологические характеристики метода приведены в зависимости только от температурных диапазонов, необходимо учитывать также диапазоны давления.*

Поскольку ГОСТ 20061 устарел и имеет ряд недостатков, а ГОСТ Р 53762 не является межгосударственным стандартом, принятым странами-членами ЕАЭС, в целях нормативного обеспечения действия Технического регламента ЕАЭС «О безопасности газа горючего природного...» необходимо разработать новый межгосударственный стандарт ГОСТ «Газ природный. Определение температуры точки росы по углеводородам» взамен ГОСТ 20061 на основе ГОСТ Р 53762

При разработке нового стандарта необходимо предусмотреть следующее:

- *включить в стандарт ссылку на метод расчета значений температуры точки росы по углеводородам на другие давления, отличающиеся от давления в точке отбора пробы природного газа (методику разработать отдельным стандартом ГОСТ на основе уравнения состояния, предложенного в СТО Газпром 5.4, с дополнениями и усовершенствованиями);*
- *пересмотреть метрологические характеристики визуального метода измерений $TTP_{yв}$ с учетом комплексного влияния условий температуры и давления на точность результата;*
- *предусмотреть процедуру измерения $TTP_{yв}$ по фиксированному количеству углеводородов, выпадающих на зеркале прибора (например при выпадении 5 мг/м^3);*
- *включить в стандарт процедуру измерения $TTP_{yв}$ при пониженных давлениях природного газа (относительно давления в точке отбора) с применением обогреваемого редуктора.*

Заключение

В результате анализа действующих стандартов, устанавливающих методы измерения и расчета массовой концентрации паров воды и температуры точки росы по воде и углеводородам, установлено следующее:

- **методы измерения и расчета указанных показателей, изложенные в межгосударственных стандартах ГОСТ 20060 и ГОСТ 20061, не соответствуют современным научно-техническим требованиям, основаны на неверных исходных данных и могут приводить к некорректным результатам;**
- **ГОСТ 20060 и ГОСТ 20061 в целом не соответствуют требованиям современного Российского законодательства и основополагающих стандартов, не содержат метрологические требования к СИ, что затрудняет использование методов, изложенных в указанных стандартах, на практике;**
- **методы измерения $ТТР_{\text{в}}$ и $ТТР_{\text{уг}}$, изложенные в национальных стандартах ГОСТ Р 53763 и ГОСТ Р 53762, в целом соответствуют современным научно-техническим требованиям, но должны быть дополнены рядом положений и процедур;**
- **методы измерения МКВП в природном газе, изложенные в национальном стандарте ГОСТ Р 53763, в целом соответствуют современным научно-техническим требованиям, но должны быть дополнены рядом более современных методов, а также должен быть установлен и аттестован арбитражный метод по аналогии с визуальным методом измерения $ТТР_{\text{в}}$ и $ТТР_{\text{уг}}$;**
- **метод расчета МКВП и $ТТР_{\text{в}}$, изложенный в национальном стандарте ГОСТ Р 53763, не соответствует современным научно-техническим требованиям и должен быть заменен более совершенным методом, учитывающим состав и свойства парогазовой и конденсированной водной фаз;**
- **необходимо разработать современный и надежный метод расчета температуры точки росы по углеводородам на основе результатов анализа компонентного состава газа до углеводородов C_{12} .**

Заключение

На основании проведенного анализа и в целях обеспечения действия Технического регламента ЕАЭС «О безопасности газа горючего природного...» считаем целесообразным разработать следующие межгосударственные стандарты взамен действующих ГОСТ 20060, ГОСТ 20061, ГОСТ Р 53762 и ГОСТ Р 53763:

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

ГОСТ «Газ природный. Определение массовой концентрации водяных паров»;

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

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

*ГОСТ «Газ природный. Методы расчета температуры точки росы по углеводородам»***

После введения в действие указанных новых стандартов необходимо будет отменить действующие стандарты ГОСТ 20060, ГОСТ 20061, ГОСТ Р 53762 и ГОСТ Р 53763

** - Для обеспечения действия указанного стандарта необходимо разработать межгосударственный стандарт ГОСТ «Газ природный. Определение содержания метанола»;*

*** - Для обеспечения действия указанного стандарта необходимо разработать межгосударственный стандарт ГОСТ «Газ природный. Определение молярной доли углеводородов C₅ – C₁₂ хроматографическим методом».*

БЛАГОДАРЮ ЗА ВНИМАНИЕ !