

Вниманию читателей предлагается окончание подборки статей по материалам Второй Всероссийской конференции «Метрология и стандартизация нефтегазовой отрасли — 2012», которая также была посвящена 170-летию со дня основания ВНИИМ им. Д. И. Менделеева и проходила с 3 по 5 октября 2012 года в Санкт-Петербурге.

Начало подборки см. «Измерительная техника», № 3, 2013 г.

681.2.089

Разработка межгосударственного стандарта на методику поверки газоанализаторов и сигнализаторов горючих газов и паров горючих жидкостей

Л. А. КОНОПЕЛЬКО, Т. Б. СОКОЛОВ

Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д. И. Менделеева, С.-Петербург, Россия, e-mail: lkonop@b10.vniim.ru

Рассмотрены основные причины разработки межгосударственного стандарта, устанавливающего методику поверки газоанализаторов и сигнализаторов горючих газов и паров горючих жидкостей в воздухе рабочей зоны. Особое внимание уделено выбору средств поверки, в том числе газовых смесей, содержащих определяемый и (или) поверочный компоненты, а также использованию коэффициентов пересчета на поверочный компонент. Описаны процедуры определения погрешности указанных средств измерений при повышенной и пониженной температурах, соответствующих рабочим условиям эксплуатации.

Ключевые слова: газоанализаторы, сигнализаторы, горючие газы, до взрывоопасная концентрация, поверка.

The main reasons of development of interstate standard for verification procedure of gas analyzers and gas alarm devices for determination of combustible gases and vapors in working zone air is shown. The special attention is paid to verification instruments selection, including gas mixtures containing real and (or) verification components and the conversion factors to verification components. The error determination procedures of the measurement instrument at high and low environmental temperatures, corresponding to working conditions is considered.

Key words: gas analyzers, gas alarm units, combustible gases, pre-explosion concentration, verification.

Согласно Федеральному закону № 86-ФЗ от 24.02.2010 г. «Технический регламент о безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» к соответствующим нормативным документам относятся национальные стандарты, своды правил (нормы и правила). В настоящее время в Российской Федерации действуют Правила безопасности [1—4], содержащие, в частности, требования к контролю до взрывоопасных концентраций горючих газов и паров горючих жидкостей. Требования, изложенные в этих правилах, указывают на необходимость контроля реальных промышленных сред в реальных условиях эксплуатации. Например, в [4] указано: «Резервуарные парки хранения нефти и нефтепродуктов должны оснащаться датчиками сигнализаторов до взрывных концентраций (ДВК), срабатывающими при достижении концентрации паров нефтепродукта 20 % нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПР)».

Также действуют межгосударственные и национальные стандарты, устанавливающие требования к средствам измерений (СИ) ДВК горючих газов и паров [5—7]. В указанных стандартах метрологические характеристики СИ нормиру-

ются, в основном, только для поверочных компонентов и при нормальных условиях.

Таким образом, требования стандартов и правил безопасности совпадают только в том случае, когда поверочный компонент и реальная среда, контролируемая в условиях эксплуатации, являются одним и тем же веществом (например, контроль ДВК смесей состава метан — воздух, поверочный компонент — метан). В остальных случаях возникает дополнительная задача выбора поверочного компонента и установления степени его эквивалентности реальной среде.

Для контроля ДВК в промышленности в настоящее время, как правило, используют СИ (газоанализаторы и сигнализаторы), основанные на термохимическом и оптическом принципах измерений. Кроме того, могут применяться также СИ, основанные на полупроводниковом, а также уникальных принципах, например, акусторезонансном или искровом.

Исследования, проводимые во ВНИИМ в рамках испытаний для целей утверждения типа СИ, показывают, что абсолютной тождественности физико-химических характеристик

поверочного компонента и реальной среды при использовании СИ, основанных на любом из названных выше принципов измерений, не существует. Однако при эксплуатации СИ эта проблема, с одной стороны, несколько сглаживается за счет установки производителем заведомо низких порогов срабатывания, компенсирующих составляющую погрешности, связанную с переходом на поверочный компонент. С другой стороны, задание низких порогов срабатывания по поверочному компоненту приводит к увеличению числа ложных срабатываний при контроле реальных сред и, как следствие, к финансовым потерям от остановки технологического оборудования.

Наиболее очевидным способом решения этой проблемы является отказ от использования поверочных компонентов при нормировании метрологических характеристик СИ и проведение испытаний, настройки и поверки в процессе эксплуатации по реальным промышленным средам (например, парам нефтепродуктов). Однако и такой подход не универсален из-за достаточно большой трудоемкости. Таким образом, необходимо достичь золотой середины между обеспечением достоверности показаний СИ (в том числе — срабатывания сигнализации при достижении заданных пороговых значений) и минимизацией затрат на проведение контроля метрологических характеристик при эксплуатации.

Специалистами ВНИИМ им. Д. И. Менделеева разработан проект межгосударственного стандарта «Государственная система обеспечения единства измерений. Газоанализаторы и сигнализаторы горючих газов и паров горючих жидкостей в воздухе рабочей зоны. Методика поверки».

Разработанный проект стандарта распространяется на газоанализаторы, газоаналитические преобразователи и сигнализаторы горючих газов и паров горючих жидкостей, предназначенные для измерения ДВК одиночных компонентов или совокупности компонентов в воздухе рабочей зоны, и устанавливает методику их первичной и периодической поверок.

Стандарт распространяется на СИ, обеспечивающие выдачу измерительной информации при помощи отсчетного устройства и (или) посредством аналогового (ток, напряжение) и (или) цифрового выходного сигнала и имеющие следующие метрологические характеристики:

диапазон измерений ДВК определяемого компонента, не более 0 — 100 % НКПР
 пределы допускаемой основной погрешности:
 абсолютной в диапазоне 0 — 50 % НКПР $\pm 5\%$ НКПР
 относительной в диапазоне 50 — 100 % НКПР $\pm 10\%$ НКПР.

При утверждении типа СИ вместо пределов допускаемой основной погрешности и комплекса дополнительных погрешностей, вызванных изменением внешних воздействующих факторов в пределах рабочих условий относительно нормальных условий эксплуатации, могут быть установлены пределы допускаемой погрешности (для рабочих условий). В этом случае в стандарте под «пределами допускаемой основной погрешности» понимаются пределы допускаемой погрешности, установленные для диапазона температуры окружающего воздуха от 15 до 25 °С.

Стандартом предусматривается возможность определения при поверке следующих нормируемых метрологических характеристик, существенных при эксплуатации СИ:

- основная погрешность;
- вариация выходного сигнала;

дополнительная погрешность от влияния изменения температуры окружающей среды;

- погрешность (для рабочих условий эксплуатации) по определяемому или поверочному компонентам;
- коэффициент пересчета на поверочный компонент;
- время установления выходного сигнала;
- пороги срабатывания сигнализации.

Необходимость и последовательность проведения тех или иных операций поверки, указанных в стандарте, для конкретных типов СИ предполагается устанавливать при проведении испытаний в целях утверждения типа с учетом полученных данных по их метрологической надежности и указывать в описании типа средств в разделе «Поверка».

Другими словами, для СИ, стабильность метрологических характеристик которых подтверждена соответствующими результатами испытаний на метрологическую надежность, процедура определения указанных характеристик при поверке может быть упрощена и сведена, например, к определению основной погрешности и времени установления показаний только по поверочному компоненту. В противном случае при поверке следует находить не только основную погрешность, причем не по поверочному, а по определяемому компоненту, но и дополнительную погрешность или погрешность в рабочих условиях эксплуатации.

Согласно разработанному проекту стандарта при проведении поверки следует использовать газовые смеси (ГС) — рабочие эталоны 1-го или 2-го разрядов по [8]:

стандартные образцы состава газовых смесей в баллонах под давлением,

динамические генераторы и установки для приготовления паровоздушных смесей.

Отношение погрешности, с которой установлено содержание компонента в ГС, к пределу допускаемой основной погрешности СИ, должно быть не более 1:2,5. Метрологические характеристики ГС приведены в таблице.

Метрологические характеристики ГС, используемых при поверке СИ

Номер ГС	Содержание целевого компонента в ГС, % от верхнего предела измерений при поверке по	
	определяемому компоненту	поверочному компоненту*
1	Поверочный нулевой газ — воздух или азот	Поверочный нулевой газ — воздух или азот
2	50 ± 10	$(50 \pm 10)/K_2$
3	90 ± 10	$(90 \pm 10)/K_3$

* K_2 , K_3 — коэффициенты пересчета для поверочного компонента, установленные изготовителем в эксплуатационной документации СИ для ГС 2 и 3.

Использование динамических генераторов и установок для приготовления газо- и паровоздушных смесей позволяет проводить поверку по реальным промышленным средам, таким как пары нефтепродуктов (бензин, реактивное топливо, керосин, уайт-спирит и др.).

Применение разработанного стандарта при проведении поверки вновь разрабатываемых СИ дозврывоопасных концентраций горючих газов и паров горючих жидкостей позволит обеспечить получение объективных, достоверных и сопоставимых результатов измерений при контроле ДВК концентраций реальных промышленных сред.

В заключение следует отметить, что проблема обеспечения требуемых метрологических характеристик СИ на реальных средах в реальных условиях эксплуатации во многом определяется качеством производства и технологиями, применяемыми разработчиками при создании газоанализаторов и сигнализаторов горючих газов и паров горючих жидкостей в воздухе рабочей зоны.

Л и т е р а т у р а

1. **ПБ 08-622—03.** Правила безопасности для газоперерабатывающих заводов и производств.
2. **ПБ 08-624—03.** Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
3. **ПБ 09-540—03.** Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств.

4. **ПБ 09-560—03.** Правила промышленной безопасности нефтебаз и складов нефтепродуктов.

5. **ГОСТ 27540—87.** Сигнализаторы горючих газов и паров термохимические. Общие технические условия.

6. **ГОСТ Р 52350.29.1—2010.** Взрывоопасные среды. Ч. 29-1. Газоанализаторы. Общие технические требования и методы испытаний газоанализаторов горючих газов.

7. **ГОСТ Р 52350.29.2—2010.** Взрывоопасные среды. Ч. 29-2. Газоанализаторы. Требования к выбору, монтажу, применению и техническому обслуживанию газоанализаторов горючих газов и кислорода.

8. **ГОСТ 8.578—2008.** ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений содержания компонентов в газовых средах.

Дата принятия 10.01.2013 г.

536.66:536.62

Проблемы использования попутного нефтяного газа. Задачи метрологического обеспечения

Е. Н. КОРЧАГИНА, Е. В. ЕРМАКОВА, Д. А. ШЕХОВЦОВ

Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д. И. Менделеева, С.-Петербург, Россия, e-mail: E.N. Korchagina@vniim.ru

Рассмотрены данные по объемам извлекаемого попутного нефтяного газа в России в 2005 — 2010 гг., его сжиганию в факелах и связанные с этим негативные воздействия на окружающую среду. Приведены достигнутый к настоящему моменту уровень по утилизации и направления полезного использования газа, сформулированы задачи в области метрологического обеспечения измерений его параметров.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, объемы его сжигания в факелах, теплота (энергия) сгорания, газовая калориметрия.

The data on the volumes of extracted CHG in Russia from 2005 to 2010 and on the volumes of CHG burning in the flares in Russia and the negative effects on the environment are considered. The achieved at present time level of CHG utilization and the directions of this gas useful utilization are shown. The tasks in the field metrological assurance of its quality parameters measurements are formulated.

Key words: casing-head gas (CHG), burning volumes in flares, heat (energy) of combustion, gas calorimetry.

Низкий уровень полезного использования попутного нефтяного газа (ПНГ) — одна из наиболее острых современных проблем в развитии нефтегазового сектора России. Нефтяной газ (попутный) — это смесь углеводородных и неуглеводородных газов и паров, находящихся как в свободном, так и в растворенном состоянии, выделяющихся из сырой нефти в процессе ее добычи [1]. Ежегодно согласно различным статистическим данным и оценкам в России извлекается из недр до 56—65 млрд. м³ ПНГ (рис. 1).

В настоящее время лидерами по извлечению ПНГ из недр в России являются пять компаний: ТНК-ВР, Роснефть, Сургутнефтегаз, Лукойл, Газпром, на них приходится около 80 % всей добычи (рис. 2).

По экспертным оценкам различных источников на территории России в факелах сжигается порядка 15—25 млрд. м³ ПНГ [2]. Представленные данные значительно разнятся, поскольку оценка объемов сжигаемого ПНГ в большинстве случаев затруднена из-за полного или частичного отсутствия

измерений объемов извлекаемого, используемого и сжигаемого газа.

Факельное сжигание ПНГ в мире дает 1,2 % общего объема выбросов CO₂. Объем выбросов твердых загрязняющих веществ (активной сажи) от факельного сжигания ПНГ в России (500 тыс. тонн в год) составляет около 12 %, что дает существенные концентрации H₂S, SO₂, NO_x, а при неэффективном сжигании в факелах — выбросы CH₄. Вместе с тем ПНГ — это ценнейшее химическое сырье и высокоэффективное органическое топливо. В отличие от природных горючих газов, состоящих в основном из метана, ПНГ содержит значительное количество этана, пропана, бутана и других предельных углеводородов, совокупность которых называется широкой фракцией легких углеводородов. Также в ПНГ присутствуют пары воды, а иногда азот, углекислый газ, сероводород и редкие газы (гелий, аргон).

Состав ПНГ зависит от свойств добываемой нефти в различных месторождениях. Его средний компонентный со-