

ВЫБОР ТИПА КАЛИБРОВОЧНОГО ГАЗА ДЛЯ СИСТЕМ КОНТРОЛЯ ЗАГАЗОВАННОСТИ

■ Д.Н. Федосеев, А.В. Саломатов (ОАО «АК «Транснефть»),
О.Г. Зверев (ЗАО «Электронстандарт-прибор»)

Обоснован выбор калибровочного газа для систем контроля загазованности с учетом особенностей технологических процессов транспортировки и хранения нефти, свойств перекачиваемых жидких углеводородов, а также поверочных газовых смесей (ПГС).

Для обеспечения безопасной эксплуатации объектов трубопроводного транспорта нефти используется непрерывный контроль прямых и сопутствующих технологическому процессу параметров, в частности контроль уровня загазованности в зоне работы технологических объектов. Системы контроля загазованности комплектуются первичными газоаналитическими преобразователями, настраиваемыми (калибруемыми) под определенный тип газовой смеси. Правильный выбор калибровочного газа с учетом свойств перекачиваемого продукта (нефти) и особенностей технологических объектов магистральных нефтепроводов является одним из важнейших условий достоверности показаний системы контроля загазованности.

Нефть представляет собой сложную смесь жидких углеводородов, в которой растворены газообразные и другие вещества. В зависимости от месторождения нефти имеют различный качественный и количественный состав. В химическом составе нефти содержится множество самостоятельных соединений углеводородов, включающих в себя от 1 до 60 атомов углерода. Свойства этих углеводородов зависят от количества и расположения в их молекулах атомов углерода и водорода. Углеводороды, содержащие до 4 атомов углерода, обычно являются газами. Углеводороды с 5–19 атомами углерода, как правило, представляют собой жидкости. А углеводороды с 20 и более атомами углерода – твердые вещества.

По составу нефти варьируются в диапазоне от бесцветных прозрачных жидкостей до черных смолоподобных твердых материалов. В среднем сырая нефть содержит около 84 % углерода, 14 % водорода, 1–3 % серы и менее 1 % азота, кислорода, металлов и солей. К углеводородам нефти

относятся парафины, ароматические углеводороды, нафтены. Сера присутствует в сырой нефти в виде сероводорода, соединений (тиолов, меркаптанов, сульфидов, полисульфидов и т. д.) или простой серы. Соединения кислорода (фенолы, кетоны и карбоновые кислоты) обнаруживаются в сырой нефти в разных количествах. Азот содержится в качестве основных соединений в более легких фракциях сырой нефти.

Для определения вида сырой нефти, исходя из доли преобладающих молекул углеводорода, проводятся относительно простые количественные анализы. По этому признаку нефти классифицируются на парафиновые, нафтеновые, ароматические или смешанные.

Более сложные анализы сырой нефти проводятся для определения ее ценности и параметров переработки. В связи с важностью температуры и давления для процесса очистки сырая нефть далее классифицируется по вязкости, температурам потери текучести и диапазонам кипения. Также принимаются во внимание ее другие физические и химические характеристики: цвет и остаточное содержание углерода. Сырые нефти с высоким содержанием углерода и низким содержанием водорода и низкой плотностью обычно богаты соединениями ароматического ряда. В то же время нефти с низким содержанием углерода и высоким содержанием водорода и высокой плотностью обычно богаты предельными углеводородами (парафинами). Сырые нефти, содержащие довольно большое количество сероводорода или других реагирующих соединений серы, называют высокосернистыми; а нефти с меньшим содержанием серы – малосернистыми.

Таким образом, нефть является сложным объектом, характеристики которого

определяет состав горючих газов и паров при различных температурах, давлениях, условиях протекания технологических процессов.

Для контроля дозрывоопасных концентраций паров нефти и нефтепродуктов на объектах ОАО «АК «Транснефть» применяются современные газоаналитические преобразователи оптического типа СКЗ-12-Ex-01.М, СГАЭС-ТН, СГОЭС, Polytron 2 IR, принцип действия которых основан на абсорбции молекулами углеводородов излучения в инфракрасной области спектра. Для таких приборов с инфракрасной технологией измерения, в отличие от термокаталитических датчиков, характерны следующие особенности:

- однозначное измерение концентраций именно углеводородов, превышающих нижний концентрационный предел распространения пламени (НКПРП);
- простота обслуживания благодаря лучшей долговременной стабильности;
- отказоустойчивость;
- нечувствительность к скорости потока газа;
- нечувствительность к водороду, токсичным, коррозионным веществам, отравителям катализа;
- возможность работы в бескислородной атмосфере и в атмосфере с низким содержанием кислорода.

Требования к установке первичных газоаналитических преобразователей на объектах ОАО «АК «Транснефть» определяются РД 35.240.00-КТН-207-08 «Автоматизация и телемеханизация магистральных нефтепроводов. Основные положения», РД БТ 39-0147171-003-88 «Требования к установке датчиков стационарных газосигнализаторов в производственных помещениях и на наружных площадках предприятий нефтяной и газовой промышленности». Согласно указанной нормативно-технической документации, высота установки датчиков в производственных помещениях должна составлять не более 0,5 м над полом (при выделении газов и паров с плотностью по воздуху более 1,5).

Кoeffициент пересчета (k) содержания поверочного компонента в содержании определяемого компонента для газоанализаторов Polytron 2 IR Таблица 1

Определяемый компонент	Поверочный компонент	k
н-бутан C ₄ H ₁₀	н-пропан	1,47
н-пентан C ₅ H ₁₂	н-пропан	1,52
н-гексан C ₆ H ₁₄	н-пропан	2,00
н-октан C ₈ H ₁₈	н-пропан	2,17
н-нонан C ₉ H ₂₀	н-пропан	2,50
пропилен C ₃ H ₆	н-пропан	1,16
н-бутилен C ₄ H ₈	н-пропан	1,02
бензол C ₆ H ₆	н-пропан	1,72
толуол C ₆ H ₅ CH ₃	н-пропан	1,47
о-ксилол C ₆ H ₄ (CH ₃) ₂	н-пропан	2,00
этанол C ₂ H ₅ (ОН)	н-пропан	0,91
циклопентан C ₅ H ₁₀	н-пропан	1,79

Между тем чувствительность первичных преобразователей не является избирательной по отношению к компонентам, входящим в состав паров нефти. Газовые датчики определяют не процентное содержание одного из углеводородов в составе нефтяного газа или парах нефти и нефтепродуктов, а концентрацию углеводородов в долях от нижнего предела взрываемости, приведенную к выбранному эквиваленту из состава газовой смеси.

Газы для испытаний газоанализаторов и сигнализаторов горючих газов и паров по ГОСТ Р 52136-2003 выбирают в соответствии с п. 4.3.2, а именно:

а) метан – для приборов, предназначенных для обнаружения и измерения содержания метана или рудничного газа;

б) газ, являющийся типичным представителем семейства химически подобных горючих газов (кроме метана), – для приборов, предназначенных для газов данного типа. При этом используют газ, рекомендуемый изготовителем для испытаний.

Калибруются газоанализаторы по одному из выбранных компонентов углеводородов, используемых в поверочных газовых смесях в качестве рабочего эталона в строгом соответствии с государственной поверочной схемой ГОСТ 8.578-2002.

Вышеприведенное правило оставляет производителю большие возможности по выбору поверочного газа для контроля содержания углеводородов, присутствующих в парах нефти.

Анализ компонентного состава широкой фракции летучих углеводородов (ШФЛУ) позволил синтезировать многослойные интерференционные фильтры с шириной полосы пропускания в инфракрасной области спектра, охватывающей спектры поглощения углеводородного ряда C1–C10. Молекулы пропана в данной области спектра имеют наибольшую поглощательную способность по сравнению с другими предельными углеводоро-

дами, а тем самым газоанализатор приобретает более высокую чувствительность к пропану. Это определяет пропан как самый летучий и опасный компонент из тяжелых углеводородов паров нефти.

Производители газоанализаторов приводят типичные величины перекрестной чувствительности к углеводородам в виде различных коэффициентов чувствительности относительно калибровочного эквивалентного газа – пропана.

Например, в газоаналитических системах СГАЭС-ТН используются датчики модификаций ДГО-1, ДГО-2 и ДГО-3, различающиеся типом поверочной газовой смеси для калибровки (поверки) измерительных каналов систем: ДГО-1 метан, ДГО-2 пропан, ДГО-3 гексан. Шкала измерений концентраций указывается в % НКПРП. Датчики ДГО не являются избирательными к определяемым компонентам газа. Датчики любой модификации будут в определенной степени чувствительны к указанным ПГС. Непосредственно датчик модификации ДГО-1, откалиброванный в долях НКПРП по метану, будет более чувствителен к концентрациям пропана, бутана, гексана, чем датчики модификации ДГО-2, ДГО-3, откалиброванные в долях НКПРП по пропану или гексану. А датчик модификации ДГО-2, откалиброванный в долях НКПРП по пропану, будет одинаково чувствителен к бутану и гексану в долях НКПРП, но менее чувствителен к концентрациям метана.

Большинство производителей газоаналитического оборудования решают вопрос выбора ПГС исходя из их наличия на рынке и классификации опасных зон объекта.

Выбор доступных поверочных газовых смесей углеводородов невелик. В настоящее время наиболее распространенными смесями являются метан-воздух (азот), пропан-воздух (азот) и гексан-воздух (азот).

Кoeffициент пересчета (k) при поверке с использованием эквивалентных ПГС состава пропан-воздух для газоанализаторов СГОЭС Таблица 2

Вид газоанализатора	Определяемый компонент	k
СГОЭС бутан	бутан C ₄ H ₁₀	1,02
СГОЭС изобутан	изобутан CH(CH ₃) ₃	0,88
СГОЭС пентан	пентан C ₅ H ₁₂	1,26
СГОЭС циклопентан	циклопентан C ₅ H ₁₀	1,13
СГОЭС этанол	пары этанола C ₂ H ₅ (ОН)	0,89

Примечание:
при градуировке газоанализаторов по эквивалентной ПГС следует пользоваться формулой:

$$C = C_{C_3H_8} (k_{\text{экр}})^{-1},$$

где C – концентрация измеряемого газа, % НКПРП;

C_{C₃H₈} – значение дозврывоопасной концентрации пропана в ПГС, % НКПРП

Кроме того, ряд специализированных организаций (например, Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева) имеет возможность приготовления и аттестации поверочных газовых смесей более широкого спектра углеводородов, позволяющих оценивать метрологические характеристики газоанализаторов горючих газов при измерении концентраций линейки предельных углеводородов, а также их смесей.

При этом следует учитывать, что ПГС-гексан имеет ограниченный температурный диапазон применения из-за его нелетучести при отрицательных температурах, и диапазон дозврывоопасных концентраций ограничен величиной 50 % НКПРП. При этом давление заполнения баллона с ПГС-гексан указанных концентраций составляет 0,4–0,6 МПа, против 10–15 МПа для ПГС-метан и ПГС-пропан, что требует большего количества баллонов с ПГС-гексан для проведения поверки газоанализаторов.

Также следует отметить, что метан в ШФЛУ часто не присутствует вовсе, а при контроле загазованности на открытых площадках калибровка по метану теряет смысл, так как концентрация метана принимает значение фона атмосферы.

Отмеченных ограничений лишен ПГС-пропан, к тому же данный эталон широко распространен и доступен даже в удаленных регионах страны, что позволяет внедрять элементы унификации в руководящие документы, процедуры обслуживания и поверки применяемого газоаналитического оборудования в системах контроля загазованности объектов ОАО «АК «Транснефть».

Таким образом, анализируя все вышеизложенное, можно сделать вывод, что с учетом особенностей технологических объектов ОАО «АК «Транснефть» пропан является наиболее подходящим газом для поверочных газовых смесей.