

**В.П. Горский**

## ПРОБЛЕМЫ ИЗМЕРЕНИЯ РАСХОДА ПРИРОДНОГО ГАЗА

В соответствии с [1] природный газ – это газовая смесь, компонентами которой являются в основном предельные углеводороды ( $C_nH_{2n+2}$ ), азот, диоксид углерода и сероводород.

Таблица 1

### Характерный состав природного газа

Компонент	Объемная доля, %
Метан	60...100
Этан	0...12
Пропан	0...6
Бутаны	0...4
Пентаны	0...4
Азот	0...16
Диоксид углерода	0...16
Сероводород	0...1

В статье рассматривается измерение расхода смеси газов, находящейся в газообразном состоянии. В газообразном состоянии, кроме вышеперечисленных компонентов, в составе смеси газов могут в небольших количествах находиться и другие компоненты: водяной пар, водород, кислород, аргон, оксид углерода, этилен, гелий и т. д.

Измерение расхода газа возможно прямым методом (путем измерения плотности в реальном времени) и косвенным (путем вычисления плотности как функции давления и температуры). Мы остановимся на косвенном методе измерений как на применяемом существенно шире.

В этом методе для расчета теплофизических параметров природного газа (плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты, коэффи-

Таблица 2

Документ	Тип газа	Параметры газа		Состав газа
		$P_a$ , МПа	$t$ , °С	
ГОСТ 30319	Природный газ, метод NX19	0,1...12	-23...+66	Смесь газов: метан (не менее 70 %), азот, диоксид углерода
ГОСТ 30319	Природный газ, метод GERG-91	0,1...12	-23...+66	Смесь газов: метан (не менее 70 %), азот, диоксид углерода
ГОСТ 30319	Природный газ, метод AGA8-92DC	0,1...12	-23...+66	Смесь газов: метан, этан, пропан, нормальный и изобутан, азот, диоксид углерода, сероводород, гелий, кислород, нормальный и изопентан, н-гексан, н-гептан, н-октан, водяной пар, аргон, монооксид углерода
ГСССД МР 107-98	Газовые смеси ШФЛУ	0,1...0,5	-33...+75	Смесь газов: метан, этан, пропан, нормальный и изобутан, нормальный и изопентан, нормальный гексан + высшие, азот, диоксид углерода, сероводород
ГСССД МР 113-03	Нефтяной газ	0,1...15	-10...+226	Смесь газов: метан, этан, пропан, нормальный и изобутан, нормальный и изопентан, гексан, гептан, азот, диоксид углерода, сероводород, кислород, водяной пар
ГСССД МР 118-05	Умеренно-сжатые газовые смеси переменного состава	0,1...10	-73...+125	Смесь газов: метан, этан, пропан, нормальный и изобутан, нормальный и изопентан, гексан, азот, диоксид углерода, водород, кислород, аргон, оксид углерода, этилен, гелий-4, сероводород и аммиак
ГСССД МР 134-2007	Азот, аммиак, аргон, ацетилен, водород, кислород, диоксид углерода	0,1...10	-73...+150	Чистые газы (7 газов)
ГСССД МР 135-2007	Технически важные газы и смеси газов	0,1...5	-40...+60	Азот, воздух. Водородсодержащая смесь газов: водород (>90 %), кислород, диоксид углерода Сероводородная смесь газов: сероводород (>70 %), метан, этан, у/в с3 (пропан), н-бутан, бутилен, азот, диоксид углерода, у/в с5 (н-пентан), у/в с6 (н-гексан), этилен, аммиак, водяной пар
ГСССД МР 136-2007	Газовые водородсодержащие смеси	0,1...30	-15...+250	Смесь газов: водород, метан, азот, аммиак, аргон

циента динамической вязкости) используются приведенные в *табл. 2* документы.

Кроме теплофизических параметров газа, для вычисления расхода необходимо определить объемный расход газа в рабочих условиях. Для этого в основном используются следующие первичные преобразователи (см. *табл. 3*).

Таблица 3

Преобразователь	Нормативный документ
Сужающие устройства	ГОСТ 8.586-2005
Турбинные, ротационные и вихревые счетчики	ПР 50.2.019-2006
Осредняющие напорные трубки типа Аннубар	МИ 2667-2004
Другие преобразователи (ультразвуковые, струйные, анемометрические и т. д.)	Техдокументация

Документы [2] и [4] выпущены взамен документов [3] и [5] и введены в действие относительно недавно: 1.01.2007 и 1.07.2007 соответственно.

В этих документах установлены новые требования к измерительному участку трубопровода, монтажу средств измерений, изменена методика определения погрешности узлов учета газа (далее УУГ).

Основные отличия стандартов [2] и [3], касающиеся их практического применения в УУГ, следующие (см. *табл. 4*).

Основные отличия [4] и [5] следующие (см. *табл. 5*).

При проектировании УУГ необходимо выполнить расчет диапазона измерений расхода газа и погрешности измерения в этом диапазоне. Затем следует выбрать средства измерений, в частности вычислитель (корректор), которые обеспечили бы получение в итоге расхода и количества газа, приведенного к стандартным условиям. При решении каждой из этих задач используются нормативные документы, указанные выше.

Наше предприятие является разработчиком программного комплекса «ПРОМАВТОМАТИКА-СГ», предназначенного для выполнения расчетов УУГ, выполненных в соответствии с [4], и

Таблица 4

Изменение	Результат изменения
Изменены требования к значениям $\beta$ и Re	Расширена область применения
Изменены формулы для расчета ряда коэффициентов	Изменение в измерении расхода в пределах $\pm 0,2\%$
Введены требования к теплоизоляции измерительного трубопровода (ИТ)	Теплоизоляция участка ИТ до и после места установки термометра
Новые требования по шероховатости внутренней поверхности ИТ	Требования по шероховатости предъявляются к участку ИТ до диафрагмы на длине не менее 10D и не менее 4D после сужающего устройства (СУ)
Новые требования к необходимым длинам прямых участков ИТ	Учитываются три местных сопротивления до СУ. В несколько раз ужесточились требования к местным сопротивлениям типа «группа колен»

Таблица 5

Изменение	Результат изменения
Расширен список типов счетчиков	Включены вихревые преобразователи расхода
Приведены формулы расчета энергосодержания газа и погрешности его измерения	Необходимо рассчитывать энергосодержание газа и погрешность его измерения
Уточнены алгоритмы расчета пределов погрешностей результатов измерений	Расчет пределов погрешностей результатов измерений необходимо выполнять при помощи программы
Уточнены требования к условиям измерений, составу узлов учета, монтажу счетчиков и средств измерений параметров газа	При реконструкции УУГ возможно существенное изменение его проекта
Изменена процедура обработки результатов измерений с учетом возможных вариантов компоновки УУГ	Возможно уточнение показаний корректора по количеству газа в конце месяца

разработчиком вычислителя УВП-280, обеспечивающего, в частности, измерение расхода и количества природного газа различного состава (в т. ч. обычного метана, попутного влажного нефтяного газа, умеренно-сжатых газовых смесей, чистых газов и т. д.) в соответствии с [1]-[9]. Поэтому все проблемы, связанные с проектированием УУГ и вычислениями расхода и количества газа, нам близки, и мы пытаемся их решать в течение последних 15 лет.

Остановимся на этих проблемах.

*Первая группа* проблем связана с несовершенством нормативной базы.

1.1 Диапазоны изменения давления и температуры природного газа, в которых возможно выполнение расчетов расхода и погрешностей УУГ, должны соответствовать требованиям стандарта [1] и документам Государственной службы стандартных справочных данных (ГСССД), а именно:

- минимальное абсолютное давление природного газа в рабочих условиях должно быть не менее 0,1 МПа;
- минимальная температура природного газа в рабочих условиях должна быть:
- $-23\text{ }^{\circ}\text{C}$  для метана по [1];
- $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  для попутного нефтяного по [8].

Для некоторых реальных УУГ в нашей стране температура газа может быть ниже  $-23\text{ }^{\circ}\text{C}$  и тем более  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  (для трубопроводов в холодных регионах), а абсолютное давление меньше 0,1 МПа (для УУГ с избыточным давлением 1...3 кПа и барометрическим давлением менее 740 мм рт. ст.). Как выполнять в этих случаях расчет расхода газа в стандартных условиях непонятно, т. к. рассчитать коэффициент сжимаемости в этом случае нельзя.

1.2 При измерении смеси газов, содержащей тяжелые углеводороды и водяной пар, в ГСССД отсутствуют алгоритмы определения фазового состояния этой смеси. В [9] такой алгоритм есть, но и он приближенный. Такие газовые смеси при отрицательных температурах легко переходят в двухфазное состояние, и в этом случае измерение расхода с определенным пределом погрешности становится невозможным. При этом факт перехода газа в двухфазное состояние установить по компонентному составу, давлению и температуре точно нельзя.

1.3 Для УУГ в соответствии с [4] расчет погрешности измерения расхода газа выполняется по формуле:

$$\delta_{V_c} = \left\{ \delta_V^2 + \delta_g^2 + \vartheta_p^2 \delta_p^2 + \vartheta_T^2 \delta_T^2 + \delta_K^2 \right\}^{0,5}.$$

По сравнению с аналогичной формулой предыдущей редакции в [5]

$$\delta_V = \left\{ \delta_V^{2,2} + \vartheta_T^2 \delta_T^2 + \vartheta_p^2 \delta_p^2 \right\}^{0,5}$$

формула в [4] составлена с учетом всех составляющих погрешностей, в частности, учитывается погрешность определения коэффициента сжимаемости  $\delta_K$ .

Погрешность определения этого коэффициента в [4] и [5] рассчитывают по формуле:

$$\delta_K = \left( \delta^2 + \delta_{ид}^2 \right)^{0,5},$$

где  $\delta$  – методическая погрешность расчета коэффициента сжимаемости, определяемая по табл. 1 части 2 [1];  $\delta_{ид}$  – погрешность расчета коэффициента сжимаемости, связанная с погрешностью измерения исходных данных.

Расчет значения погрешности  $\delta_{ид}$  для методов GERG-91 мод. и NX19 мод. выполняется в соответствии с [4] по формуле (42):

$$\delta_{ид} = \vartheta_{\rho_c} \delta_{\rho_c}.$$

В то же время в части 2 [1] расчет этой же погрешности выполняется по формуле (86):

$$\delta_{ид} = K^{-1} \left( (K_T T \delta_T)^2 + (K_p p \delta_p)^2 + (K_{\rho_c} \rho_c \delta_{\rho_c})^2 + (K_{x_a} x_a \delta_{x_a})^2 + (K_{x_y} x_y \delta_{x_y})^2 \right)^{0,5}.$$

Таким образом, в [4] учитывается только составляющая, связанная с погрешностью измерения плотности в стандартных условиях  $\delta_{\rho_c}$  с соответствующим коэффициентом влияния (в формуле (86) части 2 [1] это третье слагаемое  $K_{\rho_c} \rho_c \delta_{\rho_c}$ ). При этом коэффициенты влияния плотности в стандартных условиях в документах [1] и [4] рассчитываются по разным формулам.

1.4 Еще одна проблема, связанная с нормативной базой, – это введение в действие с 01.01.2008 г. нового стандарта [6] на термометры (так теперь называются термопреобразователи сопротивления

ния) взамен [7]. В новом ГОСТе, в частности, изменены НСХ медных термометров с температурным коэффициентом  $\alpha = 1,428$  и платиновых термометров с  $\alpha = 0,391$ , исключены медные термометры с  $\alpha = 1,426$ , изменены классификация допусков и значения этих допусков.

Порядок введения нового стандарта [6] пока не конкретизирован, что порождает много вопросов при использовании термометров на УУГ. Можно ли устанавливать на коммерческих узлах учета термометры, изготовленные по требованиям [7]? Как рассчитывать погрешность термометра, изготовленного после 01.01.2008 г., в зависимости от класса допуска – по [6] или по [7]? Можно ли применять вычислители, сертифицированные на работу с термометрами по [7], с термометрами, изготовленными по [6]?

Вторая группа проблем связана с практическим выполнением проектных расчетов расхода и погрешностей измерения расхода.

#### 2.1 Проверка прямых участков.

При использовании СУ по [2] серьезно ужесточились требования к прямым участкам ИТ. Многие существующие УУГ перестали соответствовать требованиям данного стандарта к расположению местных сопротивлений на измерительном участке трубопровода. Вариантов у владельцев УУГ в этом случае два: реконструкция трубопровода (как правило, либо дорогая, либо практически невозможная) или разработка методики выполнения измерений (МВИ).

Основная проблема разработки такой МВИ заключается в определении конкретного значения дополнительной погрешности, связанной с несоответствием длин прямых участков измерительного трубопровода требованиям [2]. Так как нормативные документы, регламентирующие расчет такой погрешности, отсутствуют, то задача ее определения достаточно сложна. Даже получив значение этой погрешности какими-либо расчетными методами, определить затем ее достоверность практически невозможно.

2.2 Параметры, необходимые для расчета погрешности измерения расхода газа, либо отсутствуют в основной технической документации (ТД): описание типа, паспорт, руководство по эксплуатации, либо их невозможно использовать.

Поясню на конкретных примерах.

Рассчитываем погрешность УУГ, выполненного по Правилам [4]. Эти Правила (как, впрочем, и стандарт [2]) требуют выполнять расчет погрешности измерения объема газа, приведенного к стандартным условиям, как сумму основной и дополнительной погрешностей. Дополнительная погрешность обусловлена наличием дополнительной погрешности датчика давления с изменением температуры окружающей среды относительно нормальных условий поверки этого датчика. В ТД на многие приборы параметр дополнительной погрешности датчика давления отсутствует. А не учитывать этот параметр при температуре воздуха в зоне эксплуатации, существенно отличающейся от нормальных условий эксплуатации датчика давления, нельзя.

Вот пример, который иллюстрирует этот факт.

В состав УУГ входит датчик абсолютного давления с верхним пределом 1 МПа. Датчик имеет дополнительную погрешность 0,9 % на каждые 10 °С изменения температуры воздуха относительно 20 °С (значение реальное, взято для датчика «Метран-100»). Температура воздуха в зоне эксплуатации отличается от нормальных условий эксплуатации датчика давления на 30 °С. При этом предел погрешности измерения расхода газа равен 4,7 %. При обеспечении температуры воздуха в зоне эксплуатации, равной температуре нормальных условий эксплуатации датчика давления, предел погрешности измерения расхода газа составил 2,1 %.

Другой пример, который иллюстрирует невозможность использования в расчетах параметра, приведенного в описании типа средства измерений (СИ). Вот строка из описания типа корректора: «Предел допускаемой относительной погрешности при измерении температуры в диапазоне от –20 до +60 °С равен 0,1 %». В таком приборе при измерении температуры, близкой к 0 °С, погрешность стремится к бесконечности, что, конечно, не так.

Еще пример, когда формально применить СИ, в данном случае корректор, нельзя. В паспорте на корректор написано следующее: «Коэффициент сжимаемости газа рассчитывается по одному из методов: AGA8, AGA NX19, AGA NX19 mod, S-GERG88».

В соответствии же с требованиями [2] и [4], «коэффициент сжимаемости газа  $K$  рассчитывают по ГОСТ 30319.2. При этом допускается применять следующие методы расчета коэффициента сжимаемости:

- модифицированный метод NX19 мод.;
- модифицированное уравнение состояния GERG-91 мод.;
- уравнение состояния AGA8-92DC;
- уравнение состояния ВНИЦ СМВ».

2.3 В [4] впервые появилось требование перерасчета показаний корректора в случае принятия плотности газа при стандартных условиях и барометрического давления за условно-постоянные величины. Такой перерасчет связан с тем, что при вводе вручную значений плотности газа при стандартных условиях или барометрического давления эти значения вводятся в корректор с опозданием, как правило, на сутки, а не в режиме реального времени.

Проблема перерасчета по изменению плотности для большинства УУГ неактуальна. Это связано с тем, что на большинстве УУГ изменение плотности газа находится в пределах не более  $0,01 \text{ кг/м}^3$ , что составляет примерно 2 %. Для такого изменения плотности газа при давлениях до 1 МПа в соответствии с [4] перерасчет не требуется.

А вот при использовании в составе УУГ датчика избыточного давления и вводе ежедневно вручную барометрического давления перерасчет может потребоваться. Например, при абсолютном давлении газа, равном 0,4 МПа, перерасчет придется проводить при изменении барометрического давления всего на 3 мм рт. ст.

Выполнение таких перерасчетов вручную достаточно трудоемко, т. к. для месячного отчета надо сделать 60 (30 по плотности плюс 30 по барометрическому давлению) проверок и возможных перерасчетов по формулам ПР. Для автоматизации процесса необходима дополнительная поддержка со стороны корректоров (вычислителей) или программы верхнего уровня.

В заключение хочу сказать, что для решения обозначенных проблем и облегчения работы по проектированию и проверке УУГ надо поработать всем: и разработчикам СИ, и Федерального агентству по техническому регулированию и метрологии в лице его институтов и метрологических центров.

#### *Список литературы:*

1. ГОСТ 30319.(0-3)-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств.
2. ГОСТ 8.586.(1-5)-2005 Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств.
3. ГОСТ 8.563.(1-3)-97 Измерение расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления.
4. ПР 50.2.019-2006 ГСИ. Методика выполнения измерений при помощи турбинных, ротационных и вихревых счетчиков.
5. ПР 50.2.019-96 ГСИ. Методика выполнения измерений при помощи турбинных и ротационных счетчиков.
6. ГОСТ Р 8.625-2006 Термометры сопротивления из платины, меди никеля. Общие технические требования и методы испытаний.
7. ГОСТ 6651-94 Термопреобразователи сопротивления. Общие технические требования и методы испытаний.
8. ГСССД МР 113-03 Определение плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажного нефтяного газа в диапазоне температур 263...500 К при давлениях до 15 МПа.
9. ГСССД МР 118-05 Расчет плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости умеренно-сжатых газовых смесей.

*Владимир Павлович Горский,  
зам. директора,  
ООО «СКБ «Промавтоматика»,  
г. Зеленоград,  
e-mail: gvp@skbpa.ru*

\* \* \* \* \*