

Проверка реализации МВИ ПР 50.2.019-2006 на узлах учета природного газа при помощи программного комплекса ПРОМАВТОМАТИКА-СГ

В.П. Горский

С 1 июня 2007 г. введены в действие Правила ПР 50.2.019-2006 «Методика выполнения измерений при помощи турбинных, ротационных и вихревых счетчиков». Эти Правила устанавливают новые требования к измерительному трубопроводу, монтажу средств измерений, методику определения погрешности узлов учета газа (далее УУГ). В соответствии с разделом 10 этих Правил метрологические службы проводят проверку УУГ в части правильности монтажа измерительного участка и средств измерений, а также соблюдение установленных требований к нормам погрешности измерений перед пуском УУГ в эксплуатацию, после реконструкции УУГ и в спорных случаях между поставщиком и потребителем.

Соблюдение установленных требований к нормам погрешности измерений объема газа особенно актуально в связи с введением в действие в ближайшее время новых Правил учета газа взамен [3]. В этих Правилах планируется установить конкретные значения норм погрешности измерения объема газа в пределах от 1% до 4% в зависимости от расхода газа.

Выполнять проверки УУГ на соответствие требованиям Правил, особенно проверку погрешности измерений в диапазоне рабочих условий эксплуатации, вручную без наличия программного комплекса практически очень трудно.

Для выполнения проверки УУГ на соответствие требованиям Правил ВНИИМС был аттестован программный комплекс «ПРОМАВТОМАТИКА-СГ» (далее - ПК), предназначенный для выполнения расчетов узлов учета газа (далее - УУГ), выполненных в соответствии с [1].

ПК позволяет выполнять расчеты диапазонов объемного расхода природного газа при стандартных условиях и пределов погрешности измерений объема природного газа при стандартных условиях, пределов погрешности измерений энергосодержания природного газа, проверку правильности установки средств измерений на трубопроводе, формирование паспорта (свидетельства о метрологической экспертизе) на УУГ.

Во всех редакциях проекта Правил учета газа имеются требования к технической документации, необходимой для приемки УУГ в эксплуатацию. Эта документация обязательно должна, в частности, включать паспорт на УУГ. При выполнении расчетов погрешности УУГ при помощи ПК задача оформления паспорта решается автоматически.

Все вновь вводимые в эксплуатацию УУГ должны с 1.06.2007 проектироваться в соответствии с требованиями [1]. При выборе измерительного участка, выборе средств измерений, входящих в состав УУГ, зачастую трудно одновременно учесть все требования Правил, тем более, что некоторые из требований существенно отличаются от предыдущей редакции ПР 50.2.019-96. Например, место для отбора давления для датчика давления ранее могло располагаться на расстоянии от $0.5D$ до $1D$ до счетчика, а стало от $1D$ до $3D$. При проектировании УУГ ПК может использоваться как инструмент, который автоматически выполняет все необходимые проверки и в случае несоответствия Правилам подскажет правильный вариант.

Общее представление о ПК можно составить по основному окну программы (рис.1) и окну результатов расчета (рис.2). В формируемом ПК паспорте УУГ, кроме результатов расчета, выводится блок исходных данных, включающих состав средств измерений и их характеристики, параметры измерительного участка, параметры природного газа в условиях эксплуатации.

Промавтоматика-СГ Новый расчет.psg

Файл Библиотека Вид расчета Настройки Справка

Предприятие: СКБ "Промавтоматика"

Вычислитель
 Модель: ЧВП-280
 Заводской номер: 360704 Дата поверки: 28/09/2006

Датчик давления
 Датчик абсолютного давления
 Датчик избыточного давления
 Задание вручную

Модель: Метран-100 ДИ-1050-1,6 МПа
 Заводской номер: 366 Дата поверки: 06/04/2006

Датчик барометрического давления
 Задание от датчика
 Задание вручную

Счетчик
 Модель: СГ16М-200
 Заводской номер: 478 Дата поверки: 30/04/2006

Датчик температуры
 Задание от датчика
 Задание вручную

Модель: TMT 1-3-100-A
 Заводской номер: 574 Дата поверки: 28/04/2006

Параметры газа

Давление избыточное
 Макс. Pи, МПа: 0.4
 Мин. Pи, МПа: 0.2

Давление барометрическое
 Макс. Pб, мм рт. ст.: 760
 Мин. Pб, мм рт. ст.: 735

Температура
 Макс. t, °C: 20
 Мин. t, °C: -10

Свойства газа
 Плотность в ст.у., кг/м3: 0.68
 Молярная доля CO2, %: 0.04
 Молярная доля N2, %: 0.2

Пределы погрешности измерения
 плотности газа в ст.у., %: 2
 молярной доли CO2, %: 5
 молярной доли N2, %: 5

Метод расчета коэффициента сжимаемости
 NX-19 GERG-91

Параметры измерительного участка

Внутренний диаметр трубопровода до счетчика, мм: 80
 Внутренний диаметр трубопровода после счетчика, мм: 80
 Длина прямого участка до счетчика, мм: 600
 Длина прямых участков после счетчика, мм: 700
 Макс. отклонение температуры окр. среды от температуры ст.у. датчика давления, °C: 0

Установка датчика температуры
 Место установки датчика: Встроен в счетчик
 Расстояние от счетчика до датчика, мм: 100

Установка датчика давления
 Место отбора давления: В счетнике
 Расстояние от счетчика до места отбора давления, мм: 200

Рассчитать Создать паспорт

Рис.1

Результаты вычислений

Расход газа в р.у., м3/ч	Абсолютное давление газа, МПа	Температура газа, °C	Расход, приведенный к ст.у., м3/ч	Пределы относительной погрешности объема газа в ст.у., %
40...200	0.30	-10	132...659	3.0
	0.30	20	118...590	3.0
	0.50	-10	223...1116	2.0
	0.50	20	199...997	2.0
20...40	0.30	-10	66...132	3.4
	0.30	20	59...118	3.4
	0.50	-10	112...223	2.6
	0.50	20	100...199	2.6

Ok

Рис.2

При аттестации ПК выявился ряд проблем, связанных с недостатками или неоднозначностями нормативной базы, которая используется при выполнении расчетов УУГ.

Вот основные из них.

Диапазоны параметров природного газа, в которых ПК обеспечивает расчет УУГ, соответствуют ГОСТ 30319, а именно:

- абсолютное давления природного газа в рабочих условиях 0,1...12 МПа;
- температура природного газа в рабочих условиях -23...+ 66°C;
- диапазон изменения молярной доли азота 0...15%;
- диапазон изменения молярной доли диоксида углерода 0...15%.

Для некоторых реальных УУГ в нашей стране температура газа может быть ниже -23°C (для трубопроводов в холодных регионах), а абсолютное давление меньше 0.1 МПа (для УУГ с избыточным давлением 1-3 кПа и барометрическом давлении менее 740 мм рт.ст.). Как выполнять в этих случаях расчет расхода газа в ст.у. непонятно, так как рассчитать коэффициент сжимаемости по ГОСТ 30319 в этом случае нельзя.

Расчет коэффициента сжимаемости по методу GERG-91 мод. при значениях молярной доли азота или диоксида углерода от 12 до 15% по формулам, приведенным в [2] математически выполнить невозможно.

В ПК расчет погрешности измерений расхода газа выполняется по формуле

$$\delta_{V_c} = \{\delta_V^2 + \delta_e^2 + \vartheta_p^2 \delta_p^2 + \vartheta_T^2 \delta_T^2 + \delta_K^2\}^{0.5}$$

По сравнению с аналогичной формулой предыдущей редакцией ПР 50.2.019-96

$$\delta_V = \{\delta_V^{22} + \vartheta_T^2 \delta_T^2 + \vartheta_p^2 \delta_p^2\}^{0.5}$$

формула в [1] составлена с учетом всех составляющих погрешностей, в частности, учитывается погрешность определения коэффициента сжимаемости δ_K .

Погрешность определения этого коэффициента в [1] и [2] рассчитывают по формуле

$$\delta_K = (\delta^2 + \delta_{ид}^2)^{0.5},$$

где δ – методическая погрешность расчета коэффициента сжимаемости, определяемая по таблице 1 в [2];

$\delta_{ид}$ - погрешность расчета коэффициента сжимаемости, связанная с погрешностью измерения исходных данных.

Расчет значения погрешности $\delta_{ид}$ для методов GERG-91 мод. и NX19 мод. в соответствии с [1] выполняется по формуле (42)

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

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

$$\delta_{ид} = K^{-1} ((K_T T \delta_T)^2 + (K_p p \delta_p)^2 + (K_{\rho_c} \rho_c \delta_{\rho_c})^2 + (K_{x_a} x_a \delta_{x_a})^2 + (K_{x_y} x_y \delta_{x_y})^2)^{0.5}$$

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

Ниже приведены несколько актуальных примеров расчета, выполненных при помощи ПК для реальных УУГ, установленных на промышленных объектах - потребителях природного газа и реализующих МВИ [1]. Параметры природного газа в этих примерах соответствуют средним значениям по Московской области.

Пример 1. О правильности выбора верхнего предела датчика избыточного давления.

В состав УУГ входит датчик избыточного давления, верхний предел которого существенно превышает рабочий диапазон давления газа в трубопроводе. Верхний предел датчика избыточного давления 1,6 МПа, а рабочее давление газа 0,2 ... 0,4 МПа. При этом предел погрешности измерения расхода газа равен 3,4%. При установке датчика избыточного давления с верхним пределом измерения 0,4 МПа предел погрешности измерения расхода газа составил 2,2%.

Пример 2. О выборе состава средств измерений для УУГ с низким избыточным давлением.

Рабочее давление газа в трубопроводе низкое (около 2 кПа). При этом в состав УУГ входит датчик избыточного давления с верхним пределом 4 кПа, а барометрическое давление вводится в вычислитель вручную (диапазон 720 ... 770 мм рт.ст.). При этом предел погрешности измерения расхода газа оказался равен 3,7%. При установке взамен датчика избыточного давления датчика абсолютного давления с верхним пределом 160 кПа предел погрешности измерения расхода газа составил 2,2%.

Пример 3. О необходимости учета дополнительной погрешности датчика давления при эксплуатации в условиях, значительно отличающихся от нормальных.

В состав УУГ входит датчик абсолютного давления с верхним пределом 1 МПа. Датчик имеет дополнительную погрешность 0,9% на каждые 10°C изменения температуры воздуха относительно 20°C. Температура воздуха в зоне эксплуатации отличается от н.у. эксплуатации датчика давления на 30°C. При этом предел погрешности измерения расхода газа равен 6,0%. При обеспечении температуры воздуха в зоне эксплуатации, равной температуре н.у. эксплуатации датчика давления, предел погрешности измерения расхода газа составил 2,1%.

Данные примеры демонстрируют удобство ПК ПРОМАВТОМАТИКА-СГ как инструмента при проектировании УУГ.

ПК ПРОМАВТОМАТИКА-СГ может оказаться полезным и метрологическим центрам и органам метрологического надзора в их работе по проверке УУГ.

В заключение хочу выразить благодарность сотрудникам ВНИИМС Дудыкину А.А. и Шаронову А.М. за помощь, оказанную при разработке и проверке ПК ПРОМАВТОМАТИКА-СГ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ПР 50.2.019-2006. «ГСИ. «Методика выполнения измерений при помощи турбинных, ротационных и вихревых счетчиков».
2. ГОСТ 30319.2-96. «Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости».
3. Правила учета газа, Москва, 1996 г.