

Таким образом, разработан метод оценки ФТС ЦБН по информации цеховой автоматики для параллельной схемы включения ЦБН. Предусматривается вычисление среднего по цеху обобщенного дефекта по каждому вектору-измерению цеховых параметров, статистическая обработка результатов вычисления по серии измерений и "расщепление" сглаженного среднего дефекта на индивидуальные.

Проведена оценка достоверности предложенного метода.

Метод реализован в программном комплексе «Атлас фактических характеристик ЦБН», эксплуатируемом в ДК «Укртрансгаз».

1.Зарицкий С.П. Факторный анализ в социальных исследованиях. – М., 1996. 352 с.

2.Методические указания по проведению теплотехнических и газодинамических расчетов при испытаниях газотурбинных газоперекачивающих агрегатов. – М.: ВНИИГАЗ, 1999. – 51 с.

3.Беккер М.В., Ильченко Б.С та ін. Метод визначення параметрів фактичного режиму та показників технічного стану ВЦН ГПА в умовах неповноти та невірогідності вхідної інформації. // Нафтова і газова промисловість. – 2002. – №3. – С.104-106.

4.Ильченко Б.С. Определение фактического функционально-технического состояния центробежных нагнетателей газоперекачивающих агрегатов ДК "Укртрансгаз" по данным штатных измерений // Проблемы машиностроения. – 2003. – Т.6, №1. – С.58-65.

Получено 10.09.2008

УДК 662.767

И.Е.БЕРЕЗНЯК, С.М.НУБАРЯН

Харьковская национальная академия городского хозяйства

УЧЕТ ПРИРОДНОГО ГАЗА С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ТЕРМОДИНАМИКИ

Рассматривается влияние некоторых термодинамических свойств газов на учет газа в газораспределительных сетях.

Актуальными в области энергоучета и энергосбережения есть и остаются вопросы учета природного газа, его экономного и рационального использования. Рассмотрению этого вопроса посвящено множество исследований, однако большинство касается разработки комплекса технических средств и организационных мероприятий, которые направлены на улучшение контроля за использованием природного газа, уменьшение его технологических потерь в распределительных газопроводах и усовершенствование учета газа.

Известно, что необходимый учет и измерение расхода газа не могут быть реализованы без метрологического обеспечения, которое предусматривает наличие соответствующих измерительных средств и нормативных документов по учету, использованию, сочетанию и передаче информации от средств измерения.

Анализ исследований в области измерения расхода природного газа показал, что большинство разработок относится к созданию специальных по конструкции измерительных устройств [1-3]. Однако со временем они морально устаревают и требуют соответствующего переоснащения, что, в свою очередь, приводит к значительным финансовым затратам газопотребляющих и газопоставляющих организаций на модернизацию средств учета и метрологию.

Информация о качестве природного газа является важной как для его потребителей, так и для производителей. Следовательно, необходима разработка методики перерасчета результатов измерений характеристик рабочих жидкостей. Она должна быть основана на знаниях о влиянии параметров рабочей среды (давления, температуры, компонентного состава газа) на изменение метрологических характеристик [4].

Однако не все результаты могут считаться достоверными, так как на результаты соответствующих измерений влияют технологические особенности используемых средств измерения расхода. Также следует учитывать, что в компонентном составе природного газа возможно наличие механических примесей, влаги и прочего, что влияет не только на результаты измерений, но и на долговечность работы того или иного измерительного прибора.

Рассмотрим некоторые характеристики природного газа, влияющие на результаты измерений.

Качество природного газа определяется путем проведения точных анализов, в результате которых устанавливается не только его химический состав, но также рассчитываются все остальные характеристики, такие как теплота сгорания, плотность, сжимаемость, точка росы по углеводам и др.

Влажность природного газа является важным параметром, который следует учитывать при транспортировке и учете газа. Наличие влаги в газе обуславливает образование твердых гидратных пробок, увеличивает гидравлическое сопротивление газопроводов при выпадении в них воды, искажает показания расходомеров. В целях уменьшения влажности газа и доведения его до требуемых норм на газораспределительных сооружениях проводится осушка газа, благодаря чему количество влаги в газе существенно уменьшается.

Очень важным параметром при коммерческом учете газа является его влажность, определяемая по температуре точки росы. Значения температуры точки росы по влаге, согласно ОСТ 51.40.93 «Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам», нормируются в зависимости от климатического района

и времени года. Температура точки росы не зависит от температуры газа, но зависит от его давления.

Известно, что в состав природного газа помимо метана (основной составляющей) входят также более тяжелые газообразные углеводороды (этан, пропан, бутан и др., а также пары воды, углеводородного конденсата, механические примеси). Поэтому, несмотря на проводимую осушку и очистку, транспортируемый газ все же имеет в небольших количествах указанные компоненты. Наличие этих компонентов при определенных температурах, давлении и насыщении газа парами воды приводит к переходу газа из газовой фазы в твердую кристаллическую, т.е. к образованию кристаллогидратов, которые, создавая пробки, отлагаются на составляющих частях измерительных узлов, что приводит к нарушению их работы.

Измерение влажности является одной из наиболее важных и сложных проблем в процессах, связанных с переработкой и транспортировкой различных природных газов. Недостатком многих гидрометров является то, что все датчики приборов работают в среде природного газа, насыщенного различными примесями (метанол, гликоли, амины, конденсат и др.), которые оказывают негативное воздействие, искажая истинное значение влажности, либо выводят датчик из строя.

Вопросы, относящиеся к контролю качества газа по содержанию влаги, являются актуальными в связи с расширяющимися экспортными поставками газа, которые вызывают усиленный контроль качества поставляемого газа.

Учет природного газа, который заправляется в баллоны автомобилей на автомобильных газонаполнительных компрессорных станциях, ведется с помощью расчетной методики согласно [6] или же с помощью прямого измерения объема и расхода газа. Погрешность методики для определения количества газа [6] составляет 5%, что не отвечает требованиям точности учета природного газа. Вопрос метрологической и нормативной базы приборов при непосредственном измерении расхода газа также не дает точных результатов. Следовательно, для автомобильных газонаполнительных компрессорных станций возникает потребность расчета физических свойств природного газа для давлений от 0,1 до 25 МПа.

Наиболее важным и нерешенным остается вопрос нахождения коэффициента сжимаемости.

При расчете этого физического свойства также возникают трудности. Современные методы расчета коэффициента сжимаемости природного газа, приведенные в [5], охватывают диапазон давления от 0,1 до 12 МПа.

Сложность применения этого метода в вычислениях объема природного газа состоит в том, что для расчета необходимо иметь данные о полном его компонентном составе. Поэтому используется методика для расчета коэффициента сжимаемости природного газа и углеводородных смесей, разработанная на основании принципа соответственных состояний, т.е. расчет осуществляется по приведенным параметрам исходной смеси, что дает возможность использовать для расчета уравнение, построенное на основании данных о базовой смеси.

Рассмотренная методика рекомендуется для применения в задачах учета природного газа при давлении газового потока до 25 МПа. Основным преимуществом этой методики является то, что она обеспечивает расчет коэффициента сжимаемости по упрощенным данным о составе газа и может быть применена в диапазоне давлений от 0,1 до 25 МПа.

Фактор сжимаемости природного газа при стандартных условиях $Z_{ст}$ предлагается вычислять по формуле (24) в [5]

$$Z_{ст} = 1 - (0,0741 \rho_{ст} - 0,006 - 0,063 x_a - 0,0575 x_y)^2,$$

а псевдокритические давление $P_{пк}$ и температуру $T_{пк}$ природного газа – по формулам (48), (49) в [5]:

$$P_{пк} = 2,9585 (1,608 - 0,05994 \rho_{ст} + x_y - 0,392 x_a);$$

$$T_{пк} = 88,25 (0,9915 + 1,759 \rho_{ст} - x_y - 1,681 x_a).$$

Псевдокритическую плотность природного газа вычисляют по упрощенным данным о составе газа.

Следовательно, сложность этого метода при вычислениях объема газа состоит в том, что для расчета необходимо иметь данные о полном компонентном составе газа. Современные методы расчета коэффициента сжимаемости природного газа, приведенные в [5] охватывают диапазон от 0,1 до 30 МПа, имея при этом методическую погрешность.

Анализ методов расчета коэффициента сжимаемости в [7] показал, что при давлениях до 10 МПа можно пользоваться любым из рассмотренных методов вычисления Z и псевдокритических параметров. Погрешность расчета при этом будет менее 5%. Но при давлениях, используемых на автомобильных газонаполнительных компрессорных станциях, то есть превышающих 10 МПа, погрешности расчета коэффициента сжимаемости этими методами заметно отличаются. Наиболее точными оказались такие методы, как метод Питцера, модификация Барнера, метод расчета Сарема, метод расчета В.В.Латонова - Г.Р.Гуревича.

Выражение В.В.Латонова - Г.Р.Гуревича для вычисления коэффициента сжимаемости имеет вид:

$$Z = (0,4 \text{ Lg } T_{\text{пр}} + 0,73)^{P_{\text{пр}}} + 0,1 P_{\text{пр}}.$$

Псевдокритические параметры $T_{\text{пр}}$ и $P_{\text{пр}}$ смеси рекомендуется вычислять по следующим эмпирическим выражениям Хенкинсона, Томаса и Филиппса:

$$P_{\text{пкр}} = 0,006894 [709,604 - (M/28,96) 58,718],$$

$$T_{\text{пкр}} = [170,491 + (M/28,96) 307,44] / 1,8,$$

либо по выражениям В.В.Латонова - Г.Р.Гуревича

$$P_{\text{пкр}} = [50 - 5 (M/28,96) 0,0980665],$$

$$T_{\text{пкр}} = 125 [(M/28,96) + 1].$$

В этих выражениях молекулярная масса смеси, т.е. непосредственно учитываемый состав смеси, вычисляется по формуле

$$M = \sum_{i=1}^n \eta_i \times M_i.$$

В результате видно явное преимущество предложенной методики расчета коэффициента сжимаемости по сравнению с методами расчета, предложенными в [5], так как этот расчет осуществляется по приведенным параметрам исходной смеси, которые получены на основании данных о базовой смеси.

Методика расчета показателя адиабаты природного газа разработана на базе расчетных значений показателя адиабаты природных газов, полученных на основании известных термодинамических зависимостей и уравнения состояния [8], а также на основании расчетных данных по показателю адиабаты метана.

Относительная погрешность методики при определении показателя адиабаты природного газа в диапазоне изменения давления от 0,1 до 25 МПа определена сравнением значений, полученных по рассмотренной методике, с результатами расчета показателя адиабаты газовых смесей по методу на основании уравнения состояния [5].

Учитывая, что коэффициент влияния погрешности расчета показателя адиабаты на погрешность определения расхода намного меньше единицы, то данная методика может применяться в задачах учета природного газа.

Используется также методика расчета динамической вязкости природного газа, которая разработана на основании расчетных значений вязкости природных газов, полученных с помощью метода, приведенного в [9].

Относительную погрешность методики при определении динамической вязкости природного газа в диапазоне изменения давления от 0,1 до 25 МПа находят в результате сравнения со значениями вязкости, полученными по методу [9], с экспериментальными данными вяз-

кости природного газа [6] и расчетными данными о вязкости метана [6].

Поскольку динамическая вязкость является вспомогательным параметром, необходимым для расчета числа Рейнольдса, и влияние погрешности расчета расхода достаточно мало, то рассмотренная методика может быть применена в задачах учета природного газа.

Представленные параметры лишь дополняют нормативную базу учета газопотребления и дают возможность строить на их основе узлы коммерческого учета природного газа.

Проблема экономии природного газа как одного из основных энергоносителей не может быть решена без надежного и точного его учета.

С целью эффективного использования природного газа, экономии его ресурсов, уменьшения ценового давления на потребителей необходимо решать вопросы влияния термодинамических характеристик, состава газа, внешних условий на состояние газообразного топлива.

1. Пистун Е.П. Облік та економія природного газу // *Нафта і газова промисловість*. – 2000. – №2. – С.43-47.
2. Гончарук М.И. Анализ причин потерь природного газа // *Нафта і газова промисловість*. – 2003. – №1. – С.51-53.
3. Строй А.Ф., Ковальов О.В. Комерційні витрати газу та шляхи їх скорочення // *Нафта і газова промисловість*. – 2000. – №6. – С.49-51.
4. Истомин В.А. Влагомеры конденсационного типа // *Газовая промышленность*. – 2000. – № 12. – С.12-14.
5. ГОСТ 30319.2-96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости. – М.: Изд-во стандартов, 1996. – 53 с.
6. Методика измерений объема газа, который подается потребителям на АГНКС. – Харьков, 1996. – 32 с.
7. Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей. – М.: Недра, 1984. – 264 с.
8. Загорученко В.А. Вязкость природных газов и их основных компонентов // *Теплофизические свойства веществ и материалов*. Вып.24. – М.: Изд-во стандартов, 1988. – С.19-23.
9. Голубев И.Ф., Гнездилов Н.И. Вязкость газовых смесей. – М.: Изд-во стандартов, 1971. – 267 с.

Получено 18.09.2008

УДК 622.691.4

І.І.КАПЦОВ, д-р техн. наук, І.М.РУЗІНА, А.В.СОБОЛЄВА
Український науково-дослідний інститут природних газів, м.Харків

ФІЗИКО-ХІМІЧНИЙ АНАЛІЗ НАКОПИЧЕНЬ В ПОРОЖНИНІ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВІДУ

Аналізуються склад і фізичні властивості накопичень у внутрішній порожнині газопроводу. Виконано регресійний аналіз з метою оцінки кореляційної залежності фізи-