

ВЛИЯНИЕ ПРОЦЕССОВ ТЕПЛОМАССОБМЕНА В ГАЗОПРОВОДЕ НА ТОЧНОСТЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЪЕМНОГО РАСХОДА ПРИРОДНОГО ГАЗА ПРИ РЕШЕНИИ ПРОБЛЕМЫ НЕБАЛАНСА

В. Л. Колпашиков, А. С. Свиридович

*Институт тепло- и массообмена им. А. В. Лыкова Национальной академии наук
Беларуси, Минск, Республика Беларусь, Alex_srv@inbox.ru*

Анализ работы надземных газопроводов обнаружил наличие больших объемов небаланса природного газа, вызванных как термодиффузионными процессами разделения легких и тяжелых компонент смеси, так и фазовыми переходами конденсирующейся части смеси при температурах ниже точки росы тяжелых компонент. Сложные теплогидравлические режимы течения в надземном не теплоизолированном газопроводе могут привести к дополнительной погрешности измерения объемного расхода, существенно превышающих паспортные значения погрешности узлов учета газа. Предложен метод получения учетных количеств потребленного газа, основанный на решении обратной задачи теории погрешностей, исходя из величины реально существующего небаланса природного газа.

Considerable imbalance of natural gas was detected when analysing above-ground gas pipelines. It was caused by the thermal diffusion division processes of mixture's light and heavy constituents, and also by phase transitions of the condensing mixture part at temperatures below the heavy components' dew point. Complex thermal-hydraulic flow regimes in above-ground non-insulated pipe may cause contemporary error in volume flow rate measurements that may significantly exceed certified default level of gas metering stations. A method of obtaining metering data for consumed gas was proposed. It is based on solving the error theory inverse, according to factual natural gas imbalance rate.

В настоящее время при транспортировке и использовании конечными потребителями природного газа возникает экономическая и научно-практическая проблема небаланса, который представляет собой разницу между количеством газа, поступившим в трубопроводную сеть газоснабжающей организации и отобранном из нее участниками коммерческого учета за отчетный период. Основными причинами его возникновения являются неравномерность суточного и сезонного колебаний объемов потребленного газа, значительные отклонения термодинамических рабочих условий от стандартных при функционировании узлов учета, разнообразие и несовершенство методик выполнения измерений (МВИ) среднесуточного объема газа, невысокая точность узлов учета промышленных потребителей и неопределенность при измерениях количеств газа на узлах учета.

Для оценки результатов потребления природного газа в данном регионе за отчетный период необходимо провести процедуру сведения баланса между газоснабжающей организацией и потребителями. Результатом сведения баланса для данной устойчивой структуры газораспределения являются учетные объемы природного газа в стандартных условиях для каждого узла учета за отчетный период. Сформулируем задачу получения учетных значений количеств газа для узлов учета потребителей, исходя из небаланса в системе «газоснабжающая организация - потребители». Условие баланса природного газа предполагает равенство объемов газа,

полученного газоснабжающей организацией от поставщика $V_{уч.ГСО}$ и потребленного всеми потребителями $V_{уч.Σпотр}$:

$$V_{уч.ГСО} = V_{уч.Σпотр} \quad (1)$$

Небаланс в системе «газоснабжающая организация - потребители» представляет собой разность полученного газоснабжающей организацией учетного значения объема газа и суммарного потребления природного газа

$$V_{неб}^{исх} = V_{уч.ГСО} - V_{Σпотр} \quad (2)$$

где $V_{уч.ГСО}$ – учетное значение объема газа, полученного газоснабжающей организацией на газораспределительную сеть от поставщика по договору.

Объем газа $V_{Σпотр}$ включает в себя объем газа, потребленный промышленными и приравненными к ним потребителями по показаниям их узлов учета, и объем газа, потребленный населением по показаниям бытовых счетчиков и по нормам.

Величину исходного небаланса можно представить как совокупность следующих составляющих:

- расчетные потери (технологические и эксплуатационные) газоснабжающей организации и потребителей;
- доля потребленного газа населением со счетчиками газа без коррекции по температуре;
- величина небаланса, обусловленная неопределенностью измерений количества газа на узлах учета потребителей.

Технологические потери газоснабжающей организации и потребителей в соответствии с п.8 «Правил учета природного газа» определяются с использованием гл. 2-5 «Инструкции о порядке определения норм потерь природного газа на объектах газораспределительной системы и узлах учета газа». Они включают в себя:

- потери природного газа в системах газоснабжения вследствие их не герметичности;
- условно-постоянные потери газа на техническое обслуживание и плановые ремонтные работы систем газоснабжения;
- производственные потери газа, связанные с работами по вводу в эксплуатацию систем газоснабжения;
- потери газа из-за не учета изменений состояния газа для узлов учета без введения коррекции по температуре, давлению и коэффициенту сжимаемости.

Величина небаланса, обусловленная неопределенностью измерений объемов газа на узлах учета потребителей, $V_{неб}^*$ определяется по формуле

$$V_{неб}^* = V_{неб}^{исх} - V_{рп.ГСО} - \sum_{i=1}^{N_{1.потр.}} V_{рп.потр.i} \quad (3)$$

где $V_{неб}^{исх}$ - исходный небаланс;

$V_{рп.ГСО}$ - потери газоснабжающей организации;

$\sum_{i=1}^{N_{1.потр.}} V_{рп.потр.i}$ - сумма расчетных потерь потребителей.

Учет природного газа подразумевает переход от результатов измерений на узлах учета поставщика и потребителей к значениям величин, используемых при взаимных расчетах между газоснабжающей организацией и потребителями. Результат учета, в отличие от результата измерений, не имеет погрешности и достоверен как результат применения взаимосогласованных правил. Для получения учетных количеств потребленного природного газа необходимо провести процедуру распределения части небаланса, обусловленной неопределенностью измерений количества газа на узлах учета потребителей. В общем виде учетное количество потребленного природного газа для одного потребителя можно представить как функцию от V_i , δ_i , $V_{нб}^*$:

$$V_{уч.i} = f(V_i, \delta_i, V_{нб}^*), \quad (4)$$

где V_i – измеренный объем природного газа i – потребителя;
 δ_i – относительная погрешность узла учета газа i – потребителя;
 $V_{нб}^*$ – величина небаланса, обусловленная неопределенностью измерений объемов газа на узлах учета потребителей.

Анализ работы надземных газопроводов обнаружил наличие больших объемов небаланса в системе «газоснабжающая организация – потребители». Прокладка надземных газопроводов предполагает установку температурных компенсаторов, которые предохраняют разрушение газопровода от термомеханических деформаций. Однако их наличие существенно изменяет характер течения природного газа и делает его нестационарным с суточными и сезонными колебаниями температуры, что может привести к дополнительным погрешностям измерения объемного расхода, существенно превышающим паспортные значения погрешности узлов учета газа. С учетом изменения состава газа, температуры, давления и коэффициента сжимаемости в реальных условиях эксплуатации узлов учета, относительная погрешность δ_i представляет собой сумму паспортной $\delta_{i.nacn.}$ и дополнительной $\delta_{дон.i}$ погрешностей узла учета газа (УУГ) и определяется по формуле:

$$\delta_i = \delta_{nacn.i} + \delta_{дон.i}, \quad (5)$$

где $\delta_{i.nacn.}$ – относительная погрешность i – го узла учета газа по паспорту (УУГ);
 $\delta_{дон.i}$ – дополнительная погрешность, которая может быть вызвана следующими причинами:

- изменением состава газа в течение отчетного периода;
- изменением температуры, давления и коэффициента сжимаемости газа в реальных условиях эксплуатации узлов учета;
- различие величин погрешностей измерения в разных диапазонах измерения объемов и расходов природного газа первичными преобразователями;
- нарушение нормативных технических требований при сборке узлов учета (отклонения геометрических размеров, состояния внутренних поверхностей и др.);
- неустранимые систематические погрешности методик выполнения измерений.

Сложные теплогидравлические режимы течения в надземном не теплоизолированном газопроводе предопределяют значительные колебания плотности природного газа, обусловленные термодиффузионными процессами разделения легких и тяжелых компонент смеси.

Изменение состава и распределения плотности природного газа обусловлено теплообменом потока газа с внешней средой. Помимо этого необходимо учитывать теплообмен между отдельными элементами узла учета и внешней средой. Из-за наличия теплообмена между стенкой трубопровода и внешней средой и корпусом термопреобразователя и стенкой трубопровода погрешность определения температуры природного газа может достигать 10° С [1].

Тепловые режимы работы надземных газопроводов при сезонных и суточных колебаниях температуры внешней среды могут приводить к состоянию газа, при котором температура для водяного пара и высших углеводородов будет ниже их точки росы. Вследствие этого по газопроводу будет протекать двухфазный природный газ. Измерение расхода двухфазных веществ имеет свои особенности и трудности, связанные с неомогенностью состава смеси, различием скоростей отдельных фаз, а также их концентрацией и структурой [2]. С учетом того, что большинство используемых первичных преобразователей основаны на измерении перепада давления, можно сделать вывод, что при наличии двухфазной среды они не позволяют с достаточной точностью определить расход природного газа. Несложно показать, что реальный расход природного газа на сужающем устройстве отличается от показаний измерений узла учета газа на величину пропорциональную массовой концентрации водяного пара и высших углеводородов:

$$\frac{Q_{изм.}}{Q_{реал.}} = 1 - \frac{1}{2} \varphi, \quad (6)$$

где $Q_{изм.}$ – массовый расход природного газа по показаниям узла учета

$Q_{реал.}$ – реальный массовый расход природного газа на сужающем устройстве;

φ – массовая концентрация конденсирующейся компоненты природного газа.

Несовершенство методик выполнения измерений заключается в использовании осредненных значений используемых величин (так плотность и состав природного газа принимаются как условно-постоянные величины), что также вносит погрешность в определение объемного расхода природного газа. Все существующие в настоящее время промышленные расходомеры и счетчики природного газа являются ИК, реализующими косвенные измерения, и значение плотности в стандартных условиях принимается равной значению за предыдущие сутки, т.е. на практике используется условно-постоянная величина плотности. Использование условно-постоянных величин вносит систематическую погрешность.

В итоге погрешность узлов учета в реальных условиях эксплуатации, резко отличающихся от стандартных, будет отличаться от паспортного значения. Специалистами ВНИИМС было показано, что предел допускаемой относительной погрешности узла учета по расходу может превышать паспортное значение относительной погрешности узла учета в 1,187–2,917 раза (рисунки 1 - 2), при этом это превышение имеет случайный характер и определяется только среднесуточным изменением условий (состава газа, и климатических параметров эксплуатации узлов учета) [3, 4].

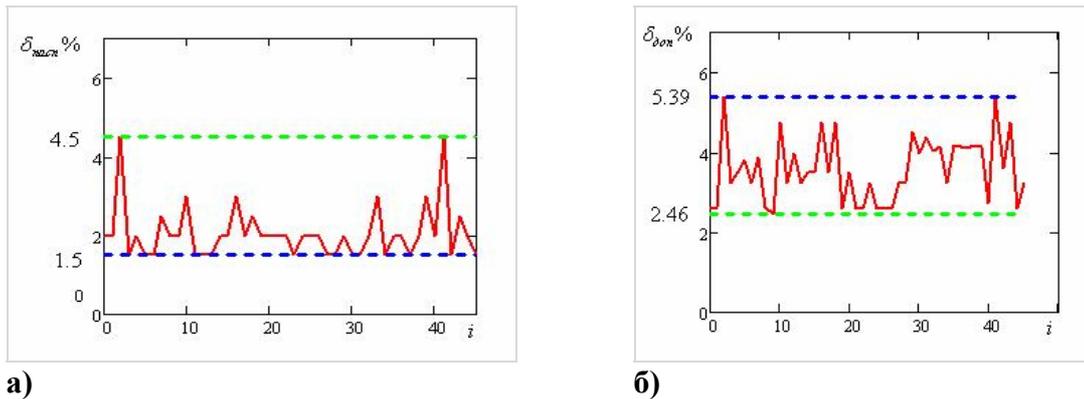


Рисунок 1 – Относительная погрешность узла учета; а - по паспорту; б - предельная допускаемая относительная погрешность, рассчитанная по формуле (13)

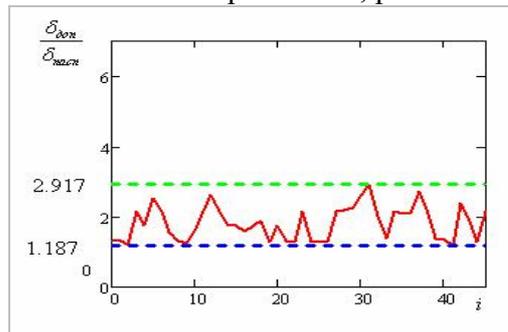


Рисунок 2 – Отношение предельно допускаемой относительной погрешности по расходу к относительной погрешности узла учета по паспорту

Сложность расчета дополнительной погрешности узлов учета потребителей, связанную с необходимостью регистрации большого числа физических параметров газа на узле учета с использованием формулы (5) можно преодолеть путем решения обратной задачи теории погрешностей для узла учета в реальных условиях эксплуатации. Зная величину реального небаланса и идентифицировав все его составляющие, можно выделить долю небаланса, обусловленную только неопределенностью измерений на узлах учета газа (УУГ). При решении задачи сведения баланса природного газа полученная доля небаланса распределяется между промышленными потребителями пропорционально их паспортному значению относительной погрешности УУГ и потребленному объему газа.

Так дополнительная погрешность узла учета каждого потребителя из группы N^* потребителей газа (потребляющих 98-99 % всего объема природного газа) равна

$$\delta_{доп.i} = \frac{\left[V_{неб}^* - \sum_{i=1}^N (\delta_{насл.i} \cdot V_i) \right] \cdot 100}{\sum_{j=1}^{N^*} V_j} \quad (7)$$

При этом из рассмотрения исключены потребители с минимальной величиной потребленного природного газа (1-2% от общего объема).

Для достоверного определения учетных количеств потребленного природного газа необходимо выполнение критерия устойчивого функционирования узлов учета газа, который заключается в следующем: величина небаланса, обусловленная

неопределенностью измерений количества газа на узлах учета, не может превышать максимально возможную величину потерь на узлах учета:

$$V_{неб}^* \leq 0,01 \cdot \sum_{i=1}^N (\delta_{насп.i} \cdot V_i) \quad (8)$$

На основе данного метода разработан программный модуль для автоматизации процесса учета потерь и распределения небаланса природного, унификации отчетной документации об учетных количествах природного газа.

Выводы:

Проанализированы причины возникновения небаланса в системе «газоснабжающая организация - потребители» и составляющие исходного небаланса. Выделена часть небаланса, обусловленная неопределенностью измерений количества газа на узлах учета потребителей, которая и подлежит распределению между потребителями газа.

Предложен метод получения учетных количеств потребленного газа и сведения баланса природного газа, основанный на решении обратной задачи теории погрешностей, исходя из величины реально существующего небаланса в системе «газоснабжающая организация - потребители». Показано, что в реальных условиях эксплуатации узлов учета, отличающихся от стандартных, в которых проводилась поверка узлов учета, необходимо учитывать возникающие при этом дополнительные погрешности.

Предлагаемый подход получения учетных значений позволит устранить материальный и финансовый небаланс при использовании природного газа и повысить энергосберегающий потенциал предприятий.

Литература

[1] Матіко Ф.Д. Вплив температурного режиму газопроводу на точність вимірювання витрати природного газу методом змінного перепаду тиску. / Ф.Д. Матіко, Р.М. Федоришин // Теплоенергетика. Інженерія доквілля. Автоматизація №617. -Л. : Вид-во Нац. ун-ту "Львів. політехніка", 2008. -С. 100-107.

[2] Кремлевский П.П. Расходомеры и счетчики количества веществ: Справочник: Кн. 1. – СПб.: Политехника, 2002. – 409 с.

[3] Методика выполнения измерений количества природного газа в Московской области измерительными комплексами на базе сужающих устройств с регистрацией результатов измерений на диаграммах самопишущих приборов и использования этих результатов при распределении небаланса между поставщиком и потребителями. Рекомендация. ГСОЕИ. МИ 2578-2003.

[4] Беляев Б.М., Патрикеев В.Г., Иполитов Б.А. и др. Об обеспечении единства и достоверности измерений при измерении расхода газа счетчиками газа. Сб. докладов научно-технической конференции «Метрологическое обеспечение учета энергетических ресурсов». Москва, май 2003 г.