

# СОСТОЯНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА



РУКОВОДИТЕЛЬ ФЕДЕРАЛЬНОГО АГЕНТСТВА  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Григорий Иосифович Элькин

Трудно переоценить значение топливно-энергетического комплекса (ТЭК) для экономики России. В настоящее время ТЭК играет определяющую роль в формировании бюджета Российской Федерации. Потоки энергоресурсов, проходящие по территории России, а также поступающие на экспорт, по своим масштабам огромны. В связи с этим особое значение приобретает учет их количества. Неточность учета энергоресурсов приводит к значительным финансовым потерям для бюджета страны. Особую актуальность вопросы учета энергоресурсов приобретают в свете вступления России во Всемирную торговую организацию, что требует от нашей страны гармонизации национальных и международных правил учета энергоресурсов.

Повышение точности учета энергоресурсов основано на развитии метрологического обеспечения ТЭК, которое включает в себя эталонную базу, парк средств измерений (приборов учета количества энергоресурсов), методическую и кадровую составляющую. Развитие и обеспечение правильного функционирования вышеуказанных факторов метрологического обеспечения ТЭК позволит избежать потерь энергоресурсов и обеспечить защиту интересов России при их экспорте.

Понятие «потери энергоносителей» в ТЭК подразумевает, что результаты измерений количества энергоносителя у поставщика и потребителя не совпадают. Таким образом, создается небаланс, который либо списывается, что приводит к существенным потерям, либо распределяется между поставщиком и потребителем. В качестве энергоносителей можно назвать нефть и нефтепродукты, природный газ, тепловую и электрическую энергию.

Небаланс будет тем меньше, чем выше уровень метрологического обеспечения учета энергоносителей, то есть метрологических характеристик эталонов, воспроизводящих единицу измерений с наивысшей достижимой точностью, используемых средств и методов измерений, а также уровень обеспеченности методами и средствами калибровки и поверки.

Потери энергоресурсов имеют следующие основные составляющие:

- потери, обусловленные погрешностью или неопределенностью измерений;
- потери, обусловленные нормами естественной убыли;
- несанкционированные потери.

Следует отметить, что метрологическая составляющая в общей величине потерь изменяется в диапазоне 60–70%, и поэтому роль метрологии и метрологического обеспечения в повышении энергоэффективности и учете энергоресурсов очевидна.

В настоящей статье рассматривается влияние уровня метрологического обеспечения на энергоэффективность учета энергоносителей в ТЭК.

Решение задач достоверного измерения и учета энергоресурсов не может быть успешным без метрологического обеспечения высокого уровня. Неопределенность измерений количества энергоресурсов у участников рынка неизбежно приводит к различным результатам измерений у поставщика и потребителя.

Опыт работы в области учета энергоресурсов показал, что основной причиной, порождающей небалансы, являются недостатки в системе метрологического обеспечения учетных операций, которые напрямую связаны с обеспечением единства измерений.

Задачи метрологического обеспечения учета энергоресурсов решают институты Росстандарта по специализации в части видов измерений: ФГУП «ВНИИМС», ФГУП «ВНИИР», ФГУП «ВНИИМ имени Д.И. Менделеева» и др. Данные институты имеют соответствующую эталонную базу, разрабатывают нормативные документы по метрологии (методики (методы) измерений и поверки), проводят испытания средств измерений в целях утверждения типа и метрологическую экспертизу, участвуют в разработке правил учета энергоресурсов, ведут работу с предприятиями и организациями топливно-энергетического комплекса в целях совершенствования метрологического обеспечения учета энергоресурсов.

В статье рассматриваются особенности и состояние метрологического обеспечения в некоторых областях измерений топливно-энергетического комплекса при учете энергоресурсов, в частности:

- измерение объема и массы энергоносителей в трубопроводах, что особенно важно для трубопроводов больших диаметров (от 500 до 3000 мм), по которым транспортируются вода, нефть, нефтепродукты, газ. Кратко рассматривается современное состояние эталонной базы для передачи единиц объема и расхода жидких энергоносителей от эталонов к счетчикам жидкости, используемым в промышленности и физическими лицами;
- состояние нормативной базы, регламентирующей требования к измерениям и учету газа;
- состояние метрологического обеспечения учета тепловой энергии.

## Обеспечение достоверности и точности в широком диапазоне измерений расхода и количества жидкости (нефть, нефтепродукты, вода и др.) и нормативная база данных измерений

Основным звеном обеспечения высокого качества измерений количества жидкостей является калибровка эталонных средств измерений на проливных установках, состояние которых характеризуется следующими примерами.

Одна из таких проливных установок находится в г. Дордрехте (Нидерланды). Она аттестована на расход до 40 тыс. куб. м в час. Нидерландский институт метрологии (NMI) выдал официальное заключение, подтверждающее, что резервуар высотой 42 м, который служит эталоном для проведения калибровки на большой проливной установке, заполняется с точностью  $\pm 0,018\%$  при калибровке расходомеров в диапазоне расходов от 18 до 40 тыс. куб. м в час. Этого достаточно для заполнения крытого бассейна средних размеров менее чем за минуту. Данная проливная установка позволяет производить прецизионную калибровку расходомеров до условного диаметра труб 3000 мм.



Принцип работы проливной установки состоит в следующем. Прецизионные сигнализаторы уровня, которые установлены на разных отметках, отмечают несколько возможных уровней объема заполнения башни. Возможные частичные объемы заполнения и общий объем с высокой точностью калибровались NMI.

Технологию калибровки фирма описывает на примере ультразвукового счетчика Altosonic V, предназначенного для измерений расхода нефти и нефтепродуктов. Процесс калибровки включает непосредственное сравнение показаний установки и счетчика. Калибровочная установка состоит из мерного бака номинальным объемом 400 куб. м и нескольких счетчиков, управляемых компьютером. Калибровку объемного расхода жидкости можно проводить в диапазоне расходов от 18 до 40 тыс. куб. м в час. Эталонное средство поверки аттестовано NMI, суммарная неопределенность не хуже  $\pm 0,018\%$ . Стандартным подходом является калибровка на воде с проверкой линейности в пяти равномерно распределенных по диапазону точках и повторяемости пяти измерений при 75% от верхнего предела диапазона измерений. Стандартные условия калибровки – температура воды от 19 до 30°C, температура окружающей среды – от 10 до 35°C.

Проливная башня для воды имеется и у другой крупной международной фирмы Endress+Hauser. Башня высотой 28 м находится во Франции. Пролив возможен в трубопроводах с условным проходом до 2000 мм. Взвешивающие баки рассчитаны на 400 кг, 5 и 50 т. Весы расположены над баками. Калибровка и линеаризация полностью автоматизированы. Имеется автоматическая защита от случайного постороннего механического воздействия. Башня имеет сертификат Швейцарской службы калибровки (Schweizerischer Kaliberdienst). Наибольший поверяемый расход равен 5760 куб. м в час. Гарантируемая неопределенность калибровки  $\pm 0,05\%$ .

В Элк-Грув (Иллинойс, США) лабораторией Graftel установлена эталонная установка (ЭУ) 500 GPM 17025, аккредитованная NIST (Национальный институт стандартов США). Она способна обеспечивать калибровку при расходе жидкости до 114 тыс. куб. м в час. Используются четыре такие линии, из них три основаны на быстром взвешивании, а в четвертой применен высокоточный кориолисовый расходомер. Линии имеют диапазоны расходов, перекрывающие друг друга, что позволяет проводить сличение результатов по нескольким высокоточным кориолисовым расходомерам.

Относительная погрешность измерений зависит от диапазона расходов и составляет в диапазоне от 0,00006 до 22,8 тыс. куб. м в час – 0,06%, в диапазоне от 11,4 тыс. до 114 тыс. куб. м в час – 0,1%.

В Метрологическом институте Японии разработана, вероятно, самая большая в мире ЭУ для расходомеров воды с верхним пределом расхода, характеризующимся числом Рейнольдса  $1,6 \times 10^7$ .

Определение результатов измерений количества теплоносителей, прежде всего природного и попутного нефтяного газа, горячей воды, водяного пара, особенно важно для обеспечения единства коммерческих расчетов. С расширением международной торговли теплоносителями общий для всех ее участников стандарт стал первоочередной необходимостью. Международными стандартами, регламентирующими косвенные измерения расхода и количества жидкости и газа, протекающих по заполненным трубам круглого сечения, методом переменного перепада на сужающих устройствах, являлись документы ИСО, периодически уточняемые по мере выполнения новых исследований этого широко распространенного метода. В Советском Союзе действовали собственные стандарты, заметно отличающиеся от стандартов ИСО, но со временем экономическая необходимость заставила присоединяться к международным документам. Первый шаг был сделан в 1997 году с введением стандарта ГОСТ 8.563-97, в который было включено большинство решений из международных стандартов. Однако несколько решений были оригинальными: расход вычислялся не итерациями, а приближенной формулой; оригинальным был подход к вычислению погрешности от сокращенных длин прямых участков – по формуле, в которой коэффициенты, зависящие от относительного отверстия сужающего устройства, находились по таблице для каждого вида местного сопротивления; поправка на шероховатость трубопровода определялась по формуле из немецкого стандарта (документы Союза немецких инженеров – VDI, 1971 год). ГОСТ 8.563-97 был принят всеми членами СНГ, кроме Украины – весьма серьезного участника торговли природным газом.

Авторы нового ГОСТ 8.586-2005, разработанного совместно Россией и Украиной и принятого всеми странами СНГ, кроме Грузии, участие которой в общем обмене теплоносителями не-



1



КОНФЕРЕНЦИЯ, ПОСВЯЩЕННАЯ ВСЕМИРНОМУ ДНЮ СТАНДАРТОВ, 16 ОКТЯБРЯ 2012 ГОДА

значительно, стремились повторить последний стандарт ИСО, однако наши отечественные условия заставили в некоторых вопросах отклониться от решений ИСО. Эти особенности заключаются в характеристиках трубопроводов внутреннего обмена теплоносителями, устаревших как по материалу (в основном сталь), так и по износу, приведшему к образованию неровностей на внутренней поверхности труб. Новый стандарт состоит из пяти частей, из них четыре части в основном повторяют международный, а пятая часть – методика выполнения измерений – оригинальна.

Новый стандарт отличается от стандарта 1997 года рядом подходов к вычислению расхода, оценке неопределенности (прежний стандарт требовал оценивать погрешность) и ограничениям применимости метода переменного перепада.

На результат измерения расхода наибольшее влияние оказывают уточненные формулы коэффициента истечения и отказ от прямого вместо итерационного его вычисления. Коэффициент истечения зависит от относительного отверстия и числа Рейнольдса.

Стандарт ГОСТ 8.586-2005 перешел от метрологической оценки измерений расхода пределом относительной погрешности к неопределенности в соответствии с ИСО 5725-2002.

Неопределенность измерений имеет практическое значение как ограничение, предписываемое некоторыми правилами учета, либо как исходная величина при сведении баланса в системах распределения. Вероятно, существующие правила учета теплоносителей должны быть изменены, с тем чтобы метрологические требования к расходомерным комплексам выражались неопределенностью.

Выше отмечалось, что ограничения по шероховатости внутренней поверхности трубопроводов сняты. Новые требования к алгоритмам вычисления расхода приводят к необходимости перепрограммирования вычислителей расхода. Оно частично уже закончено, частично завершается.

## Состояние средств измерений и нормативно-методических документов, регламентирующих требования к измерению и учету газа

Измерение объема природного газа производится при помощи измерительных комплексов (ИК) с различными измерительными преобразователями расхода в реальных условиях измерений. Результаты измерений за отчетный период используются для взаиморасчетов между поставщиками и потребителями.





КРУГЛЫЙ СТОЛ ОБЩЕСТВЕННОЙ ПАЛАТЫ РФ ПО ОБСУЖДЕНИЮ ПРОЕКТА ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПРОГРАММЫ РФ «РАЗВИТИЕ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ПОВЫШЕНИЕ ЕЕ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ», 5 СЕНТЯБРЯ 2012 ГОДА

Требования к обеспечению единства измерений регламентируются Федеральным законом «Об обеспечении единства измерений», а порядок взаимоотношений участников рынка природного газа «Правилами учета газа».

Очевидно, что между поставщиками и потребителями природного газа могут возникать и в последнее время все чаще возникают конфликтные ситуации, решаемые в судах, вызванные различием в результатах измерений, полученных двумя сторонами, и, как следствие, разными значениями количества газа, подлежащего оплате.

Очевидно, что с ростом тарифов на газ и увеличением объемов его использования в различных отраслях промышленности, сельском хозяйстве и ЖКХ количество таких конфликтов будет расти, увеличится и число обращений в суд, а следовательно, затраты, связанные с разрешением этих споров.

Для упорядочения взаимоотношений между поставщиками и потребителями газа должны действовать общие для обеих сторон правила, как в части учета, так и в части измерений. В части измерений эти правила относятся к ИК и средствам измерений, входящим в их состав, методикам измерений и поверки средств измерений при различных погрешностях эталонов и поверяемых приборов, калибровке и поверке счетчиков газа и ИК, в том числе – в случае технической возможности – на месте эксплуатации, при помощи передвижных эталонов. В части учета это распределение небалансов, разработка норм погрешностей измерений объема газа, технические требования к узлам учета, вопросы их эксплуатации и ряд других.

В общем виде все эти правила должны быть изложены в «Правилах учета газа» и «Правилах поставки газа», но применительно к конкретным поставщикам, таким, например, как «Межрегионгаз», «Мосгаз» и др., они должны быть детализированы в виде нормативных документов по метрологии типа рекомендаций (МИ), которые, хотя и являются рекомендательными, но при включении их в договоры на поставку газа становятся обязательными как для поставщика газа, так и для потребителя.

Большинство действующих в настоящее время узлов учета газа на базе турбинных, ротационных и вихревых счетчиков по технико-экономическим соображениям оснащены дополнительно средствами измерений только давления и температуры. По этой причине измерения объема газа и его приведение к стандартным условиям выполняются с использованием условно-постоянных величин: плотности при стандартных условиях, молярных долей углекислого газа и азота в составе природного газа, а также атмосферного давления, если абсолютное давление измеряется как сумма избыточного и атмосферного давлений.

В соответствии с ГОСТ 2939-63 расчеты с потребителями за поставленный природный газ производятся на основании приведенного к стандартным условиям объема газа, поданного за расчетный период времени. Цена на газ, как правило, устанавливается Федеральной службой по тари-



3



НАГРАЖДЕНИЕ ЛАУРЕАТОВ ПРЕМИИ ПРАВИТЕЛЬСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ В ОБЛАСТИ КАЧЕСТВА ЗА 2011 ГОД, 25 ОКТЯБРЯ 2012 ГОДА

фам на 1 тыс. куб. м при стандартных условиях в зависимости от его теплосодержания. Теплосодержание природного газа характеризуется удельной теплотой сгорания, отнесенной к объему газа в стандартных условиях, значение которого и является целью измерений объема природного газа. Стандартные условия (абсолютное давление  $p_c$  и термодинамическая температура  $T_c$ ) определены в ГОСТ 2939-63:  $p_c = 101,325$  кПа;  $T_c = 293,15$  К.

В соответствии с ПР 50.2.019 объем газа  $V_c$  в стандартных условиях при использовании турбинных, ротационных и вихревых счетчиков находится как результат непосредственного измерения усредненного объемного расхода (объема) газа счетчиком в рабочих условиях и последующего его приведения к стандартным условиям.

Правила ПР 50.2.019 регламентируют, в зависимости от оснащенности узла учета газа, несколько вариантов реализации процедуры измерений объема газа, соответствующего стандартным условиям, с помощью турбинных, ротационных и вихревых счетчиков.

Как показывает анализ состояния узлов учета газа промышленных потребителей, оснащенных турбинными, ротационными и вихревыми счетчиками газа, подавляющее большинство таких узлов в настоящее время не содержит средств измерений плотности и состава газа, в непрерывном либо дискретном режимах позволяющих решать задачу определения объема газа, соответствующего стандартным условиям в реальном масштабе времени. Большинство узлов учета, эксплуатируемых на объектах потребления газа в настоящее время, имеет в своем составе турбинный, ротационный или вихревой счетчик газа, средства измерений давления и температуры при рабочих условиях, вычислитель (электронный корректор). При такой конфигурации узла учета объем газа при стандартных условиях является результатом косвенного измерения.

Значительная часть рассматриваемых узлов учета оснащена средствами измерений избыточного давления газа, ввиду того что их стоимость ниже стоимости измерительных преобразователей абсолютного давления. Абсолютное давление газа при этом является суммой атмосферного и избыточного давлений.

Основными составляющими погрешности (неопределенности по типу В) результата измерения являются:

- погрешность счетчика по измерению объема газа;
- погрешность первичного преобразователя температуры;
- погрешность первичного преобразователя давления;
- методическая погрешность определения коэффициента сжимаемости природного газа по ПР 50.2.019;



4



ПОДПИСАНИЕ СОГЛАШЕНИЯ О ВЗАИМОДЕЙСТВИИ РОСНАНО, ФОНДА «СКОЛКОВО» И РОССТАНДАРТА В СФЕРЕ СТАНДАРТИЗАЦИИ ИННОВАЦИОННОЙ ПРОДУКЦИИ И СОЗДАНИИ ЦЕНТРА СТАНДАРТИЗАЦИИ В ИННОВАЦИОННОЙ СФЕРЕ, 31 ОКТЯБРЯ 2012 ГОДА

- методическая погрешность измерения объема газа, обусловленная применением условно-постоянных величин (плотности при стандартных условиях, молярных долей углекислого газа и азота, атмосферного давления);
- погрешность вычислений объема газа вычислителем;
- погрешность вычислителя по измерению давления;
- погрешность вычислителя по измерению температуры.

Если приведенные составляющие погрешности (неопределенности) известны (заданы, найдены путем вычислений, указаны в технической документации и т.д.), можно оценить предельную погрешность измерения объема газа и его приведения к стандартным условиям или суммарную стандартную (расширенную) неопределенность результата измерения объема.

Значения всех вышеуказанных составляющих погрешности результата измерения объема, кроме методической погрешности измерения объема, возникающей вследствие применения условно-постоянных величин, возможно установить на основании технической и нормативной документации на средства измерений и табличных значений погрешности расчета коэффициента сжимаемости.

## Состояние метрологического обеспечения учета тепловой энергии

Измерение и учет тепловой энергии осуществляются в сфере теплоснабжения, объем потребляемых энергоресурсов составляет более 400 млн т у.т. в год, или 44% от общего их потребления.

В системах централизованного теплоснабжения производится около 70% тепла, а остальное количество – в котельных различной мощности и типа.

Энергетической стратегией намечается дальнейшее развитие и совершенствование теплоснабжения страны.

Следует отметить, что повышение эффективности в теплоснабжении тесно связано с повышением уровня метрологического обеспечения учета тепловой энергии. Для этого необходимо решить ряд проблем. Прежде всего это относится к оснащенности приборами измерений и учета.

В настоящее время осуществляется массовое внедрение средств измерений и учета тепловой энергии при реализации региональных программ энергосбережения. Приборами учета тепловой энергии теплоснабжение оснащено примерно на 15–50% в зависимости от региона. Однако это относится в основном к централизованным тепловым пунктам. Большинство же объектов теп-



лопотребления, например жилых домов и других небольших жилищно-бытовых объектов, только начинают оснащать приборами измерений и учета тепловой энергии.

По мере оснащения потребителей средствами измерений и учета тепловой энергии все острее ставится вопрос о том, с какой погрешностью осуществляется измерение тепловой энергии и теплоносителя в конкретных системах теплоснабжения. Этот вопрос часто возникает при сведении ежемесячных водяных и тепловых балансов, поскольку причинами небалансов являются не только неучтенные потери тепловой энергии и теплоносителя при их транспортировке, но и погрешности измерений тепловой энергии и теплоносителя как на источнике тепловой энергии, так и у потребителя. Особенно это свойственно открытым системам теплоснабжения, которыми в большинстве случаев являются системы теплоснабжения в России либо по назначению, либо вследствие больших утечек теплоносителя. В последние годы из-за несвоевременного ремонта многие закрытые системы теплоснабжения имеют существенные утечки теплоносителя и, по существу, превратились в открытые системы теплоснабжения. К открытым системам можно отнести до 90% всех систем теплоснабжения.

Именно в таких системах возникают наибольшие погрешности при измерении тепловой энергии, так как при этом приходится измерять разность двух значений тепловой энергии, одно из которых соответствует поступающей на объект теплотребления, а другое – возвращающейся от него. Известно, что относительная погрешность измерения разности двух величин может во много раз превосходить относительную погрешность измерения каждой величины. Эта погрешность существенно зависит от степени открытости системы теплоснабжения. В настоящее время относительная погрешность измерений тепловой энергии в открытых системах теплоснабжения может достигать десятков процентов, в то время как в «Правилах учета тепловой энергии и теплоносителя» установлено  $\pm 4-6\%$ .

Существенную роль уровень метрологического обеспечения играет в уменьшении небаланса между производителями и потребителями тепловой энергии, который в ЖКХ, как правило, погашается из местных бюджетов. В целом по стране в настоящее время небаланс составляет несколько процентов, в то время как небаланс, равный только одному проценту от общего годового количества тепловой энергии, составляет 340 млн долларов.

Не менее важна актуализация «Правил учета газа, тепловой энергии, нефти и нефтепродуктов», которые разработаны более 20 лет назад и не всегда отвечают современным задачам.

Правовыми и методическими основами учета энергоресурсов (нефти, нефтепродуктов, газа, тепловой и электрической энергии) являются Федеральный закон №102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» и Правила учета энергоресурсов, действующие в России. Вопросы реализации закона находятся в ведении Росстандарта и его метрологических институтов (ФГУП «ВНИИМС», ФГУП «ВНИИР», ФГУП «ВНИИМ имени Д.И. Менделеева» и др.), которые специализируются на различных видах измерений и разработке нормативно-технической документации. Правила учета находятся в ведении профильных министерств. Гармонизация указанного федерального закона и отраслевых правил учета энергоресурсов является важным фактором повышения эффективности ТЭК.