



Интеллектуальная система учёта газа: Газсеть и счётчик СМТ-Смарт

СОДЕРЖАНИЕ

- Цифровизация и инновационные технологии при измерении и учёте газа **4**
- Региональная интеллектуальная система учёта природного газа на основе программного комплекса «Газсеть» **10**
- Автоматизация учётно-расчётных операций в системе ПТК «Газсеть» **46**
- Микротермальный метод – новый тренд в измерении объёма природного газа **60**
- Анализ содержания документа «Типовые технические требования ООО «Газпром межрегионгаз» к бытовым счётчикам газа» **72**
- Вопросы метрологической аттестации и соответствия счётчика СМТ-Смарт требованиям новой редакции ГОСТ Р 8.741-2019 **83**
- СМТ-Комплекс. Интеллектуальный учёт газа при низких затратах **93**
- Проверка счётчика СМТ-Смарт при работе на повышенном давлении измеряемого газа **101**
- Телекоммуникационное оборудование для интеллектуальных систем учёта газа. Цифровые коммуникационные блоки серии БПЭК-ЦК **114**
- Применение взрывозащищённого коммуникационного оборудования на узлах учёта газа **132**

ЦИФРОВИЗАЦИЯ И ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРИ ИЗМЕРЕНИИ И УЧЁТЕ ГАЗА



Авторы:

Владимир Александрович ЛЕВАНДОВСКИЙ

директор по развитию ООО «Техномер»



Александр Александрович ОХОТИН

главный метролог ООО «Техномер»

Очевидные преимущества цифровых технологий — оперативность и достоверность предоставления информации. Их применение в процессе измерения энергоресурсов — электричества, газа, воды — в настоящее время является одним из приоритетных направлений. Они дают возможность дистанционно и оптимальным образом управлять энергопотреблением с целью снижения энергозатрат, диагностировать работоспособность оборудования, фиксировать различные нарушения, в том числе попытки внешних несанкционированных вмешательств в работу приборов.

Научно-производственное предприятие «Техномер» — современное, наукоёмкое, динамично развивающееся предприятие, специализирующееся на применении цифровых технологий при разработке и производстве счётчиков газа, а также аппаратных средств и программного обеспечения для построения автоматизированных систем сбора и передачи данных с узлов учёта газа.

Ежегодно предприятие расширяет номенклатуру выпускаемой продукции, создавая новые, современные продукты высокого качества. Большое внимание уделяется разработке инновационной,

наукоёмкой продукции, при разработке которой на научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы приходится до 60% всех затрат, связанных с подготовкой производства.

В настоящее время главными направлениями в деятельности предприятия «Техномер» являются:

- проектирование и производство интеллектуальных счётчиков газа серии СМТ-Смарт для бытового и коммунального секторов газопотребления;
- разработка программного обеспечения для построения интеллектуальных систем сбора, хранения и передачи информации от измерительных комплексов учёта природного газа различных производителей;
- проектирование и производство блоков телеметрии серии БПЭК и автономных контроллеров серии КПРГ для передачи данных с пунктов редуцирования газа.

В отрасли газоснабжения использование цифровых технологий при измерении объёма газа дает возможность построения Единой Интеллектуальной Системы учёта газа, основными элементами которой являются интеллектуальные измерительные устройства и программное обеспечение, с помощью которого различные измерительные устройства могут быть интегрированы в единую систему учёта. Примером такого комплексного подхода к построению интеллектуальной системы учета газа являются интеллектуальный счётчик газа СМТ-Смарт и программно-технический комплекс «Газсеть» предприятия ООО «Техномер».



Рис. 1 Счётчик газовый СМТ-Смарт

При разработке интеллектуального счётчика газа СМТ-Смарт впервые в России применена инновационная технология, основанная на микротермальном методе измерения. К достоинствам данного метода относятся: прямое измерение объёма газа, приведённого к стандартным условиям, независимость результатов измерений от параметров измеряемой среды, нечувствительность к внешним тепловым, магнитным воздействиям, а также возмущениям потока измеряемого газа. Впервые, применительно к приборам данного класса, встроенное программное обеспечение счётчика осуществляет постоянную самодиагностику, контролируя работоспособность его узлов, технологических параметров окружающей среды и измеряемого газа, его качества, а также фиксирует попытки различных внешних манипуляций с целью искажения результатов измерения. Контроль работоспособности счётчика и фиксация внешних воздействий производится непрерывно, включая интервал от момента отгрузки счётчика потребителю до монтажа на газопроводе. Встроенный модем сотовой связи передает информацию об измеренном объёме газа и результатах работы программы самодиагностики счётчика в реальном режиме на сервер оператора поставщика газа для принятия оперативных решений. Наличие встроенного в счётчик запорного клапана дает возможность управления потоком измеряемого газа. Команды на управление клапаном формируются автоматически микропроцессором счётчика или дистанционно оператором поставщика газа, используя возможности программно-технического комплекса «Газсеть».

Результаты проведённых межведомственных испытаний подтвердили соответствие счётчика СМТ-Смарт «Типовым техническим требованиям ООО «Газпром межрегионгаз» к бытовым счётчикам газа».

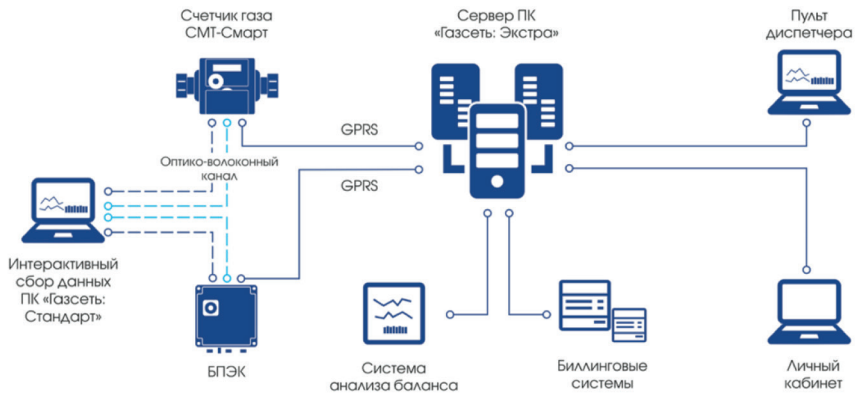


Рис. 2 Программно-технический комплекс «Газсеть: Шлюз»

Программно-технический комплекс «Газсеть» представляет собой необходимый региональный компонент системы учёта газа, предназначенный для интеграции информации, полученной от узлов учёта газа, установленных в данном регионе, в Единую Интеллектуальную систему учёта газа верхнего уровня. Разнородные приборы, установленные в узлах учёта, могут отличаться объёмом передаваемой информации, структурой архивов и протоколами обмена. ПТК «Газсеть» в автоматическом режиме осуществляет сбор информации от приборов учёта, ее анализ и, при выявлении аварийных ситуаций или нарушений в работе приборов учёта, посылает сообщения оператору для принятия оперативных решений. Обмен данными между ПТК «Газсеть» и Интеллектуальной системой учёта верхнего уровня осуществляется по единому протоколу, не зависящему от особенностей приборов, использованных в узлах учёта газа и особенностей программного обеспечения системы учёта верхнего уровня.

Программный модуль «Моя Газсеть», являющийся звеном единой информационной системы программно-технического комплекса «Газсеть», может устанавливаться на смартфоны потребителей газа, счётчики которых подключены к ПТК «Газсеть». Данный модуль дает

возможность проверки текущего состояния счётчика, просмотра записей суточного архива, посуточной детализации потребления газа, оповещения пользователей о наличии нештатных ситуаций на узле учёта газа. Информация о текущем состоянии содержит в себе данные о текущем значении объёма потреблённого газа, режиме передачи данных, балансе сим-карты, текущих событиях. Функция оповещения пользователей представляет собой автоматическую систему отправки Push-уведомлений при возникновении нештатных ситуаций в работе счетчика СМТ-Смарт.

Комплексное решение «мобильное приложение + умный счётчик» позволяет повысить безопасность и эффективность использования счётчиков газа СМТ-Смарт, а также значительно сокращает время, затрачиваемое на получение доступа к информации с узла учёта газа. Имея быстрый доступ к информации о потреблении, пользователь сможет контролировать расход природного газа с целью экономии своих финансовых ресурсов. Наличие данных у потребителя обеспечивает прозрачность отношений с региональным поставщиком газа, что позволит предотвратить возможные споры.

Таким образом, ПТК «Газсеть» представляет собой комплексное инженерное решение по сбору данных от счётчиков СМТ-Смарт, а также приборов других производителей с их последующей интеграцией в Единую Интеллектуальную Систему учёта верхнего уровня. В настоящее время «Газсеть» развёрнута и успешно применяется в Нижегородской, Оренбургской, Калужской областях, а также в республиках Кавказского региона (Дагестан, Ингушетия, Кабардино-Балкария, Северная Осетия).

Продолжением линейки коммуникационных модулей серии БПЭК является серия цифровых коммуникационных блоков БПЭК-ЦК, предназначенных для работы в составе ПТК «Газсеть», в которых реализованы самые современные и наиболее востребованные технические решения в области передачи данных. Приборы этой серии обладают рядом дополнительных возможностей. К ним относятся:

- набор интерфейсов для работы с различными электронными корректорами объёма газа - ЕК 260/270/280/290, ТС 215/220, СПГ 761.1/761.2, СПГ 742, Флоугаз, Флоугаз-Т, Ирвис, FLOWSIC 500 и др.;
- большой объём оперативной памяти, предназначенной для создания собственных архивов событий и сеансов связи;
- наличие двух SIM-карт позволяет поддерживать режимы работы «две независимые SIM- карты» и «основная и резервная SIM-карты»;
- организация непрерывного контроля состояния дискретных входов, к которым могут быть подключены датчики охранной или пожарной сигнализации, сигнализаторы загазованности помещения различными газами, датчики контроля предельного перепада давления и т.д. В случае срабатывания любого из датчиков отправляется информация на сервер поставщика газа и SMS-сообщение о возникновении аварии на мобильный телефон аварийной службы.

При разработке счётчика СМТ-Смарт и блоков БПЭК-ЦК была выбрана модульная структура построения приборов, в которой модуль передачи данных может работать в режимах GSM/GPRS или NB-IoT модема. Такая структура приборов даёт возможность в процессе эксплуатации устройств выполнить их перенастройку для перехода на требуемый стандарт связи.

Научно-производственное предприятие «Техномер» располагает собственными производственными мощностями для организации полного цикла по изготовлению, сборке и проверке производимых изделий в собственной аттестованной лаборатории для проведения испытаний выпускаемой продукции, а также конструкторским бюро и отделом разработки программного обеспечения.

Сотрудники Научно-производственного предприятия «Техномер» — это команда специалистов, глубокие знания и профессиональный опыт которых в области цифровых технологий и современных систем передачи данных позволяют осуществлять исследования и разработки изделий, соответствующих самым современным и перспективным направлениям в области учёта потребления газа.

РЕГИОНАЛЬНАЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СИСТЕМА УЧЁТА ПРИРОДНОГО ГАЗА НА ОСНОВЕ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА «ГАЗСЕТЬ»

Авторы:



**Андрей Викторович
ЗОТОВ**

разработчик ПТК «Газсеть»



**Алексей Михайлович
КЛУНИН**

руководитель проекта
ПТК «Газсеть»



Владимир Александрович ЛЕВАНДОВСКИЙ

директор по развитию ООО «Техномер»

Целью статьи является обоснование необходимости и демонстрация преимуществ использования информационно-технологического решения «Газсеть» в качестве структурного базового элемента ИСУГ — интеллектуальной системы учёта газа, реализуемого населению. Статья анализирует современные требования к интеллектуальному учёту газа, рассматривает особенности умных счётчиков газа и возможности «Газсети» при её использовании в качестве Пульта Управления регионального сегмента ИСУГ. Показаны примеры практического применения «Газсети» в региональных газовых компаниях. Рассмотрены последние новшества и перспективы развития «Газсети».

Статья носит исключительно рекомендательный характер и не накладывает какие-либо ограничения или дополнительные технические требования сверх тех, которые содержатся в официальных рекомендациях ПАО «Газпром межрегионгаз». Предложения, приведенные в статье, представляют точку зрения ООО «Техномер», основанную на наилучших результатах использования «Газсети» и СМТ-Смарт в региональных системах учёта газа.

Решение о внедрении ИСУГ в России

Состоявшееся 1 июня 2020 г. заседание-видеоконференция с участием парламентариев, «Газпрома», министерств и ведомств продемонстрировало согласованное мнение всех сторон о назревшей необходимости скорейшего внедрения в масштабе Российской Федерации интеллектуальных систем учёта газа, реализуемого населению. Решение о начале разработки и реализации данного проекта объявлено де-факто принятым. Обсуждались юридические и финансовые аспекты.

В частности, было предложено разработать правовую базу переноса права собственности на приборы учёта газа, а следовательно и ответственности за их техническое обслуживание, включая передачу показаний, с потребителей газа на газоснабжающие организации. Данное нововведение призвано и упростить сбор данных о газопотреблении, и облегчить саму установку новых «умных счётчиков газа», в которых ни застройщики жилья, ни сами абоненты никак напрямую не заинтересованы. Большая озабоченность прозвучала по вопросу недопустимости резких скачков тарифов на газ.

На заседании было отмечено, что внедрение интеллектуального учёта потребления энергоресурсов и цифровые технологии открывают новые возможности сбора точной информации по расходу электричества, воды, газа, других энергоресурсов, потребляемых населением. Кроме того, новый класс приборов обеспечивает автономную передачу данных учёта без привлечения людей-потребителей газа.

Благодаря повсеместной установке «умных» счётчиков газа будет сделан качественный скачок в области учёта расхода газа населением, обеспечена высокая оперативность сбора показаний, безотказная работа устройств при их надёжной защите от несанкционированного доступа.

Интеллектуальный учёт природного газа нацелен на снижение коммерческих и технологических потерь, уменьшение расходов на

претензионно-исковую работу и отключение потребителей, а в перспективе обеспечит возможность минимизации небалансов между поставленными учтённым и потреблённым объёмами газа.

Понятие ИСУГ

Федеральный закон N 522-ФЗ от 27 декабря 2018 г. [1] ознаменовал начало применения интеллектуальных систем учёта энергии в России. Логично предположить, что этот закон послужит своего рода моделью для будущих правовых актов, в том числе относящихся к ИСУ газа или других энергоресурсов.

Заменим в этом законе термин «электроэнергия» на «газ». Получим следующее определение ИСУГ: «Интеллектуальная система учёта газа — совокупность функционально объединённых компонентов и устройств, предназначенная для удалённого сбора, обработки, передачи показаний приборов учёта газа, обеспечивающая информационный обмен, хранение показаний приборов учёта газа, удалённое управление её компонентами, устройствами и приборами учёта газа, не влияющее на результаты измерений, выполняемых приборами учёта газа, а также предоставление информации о результатах измерений, данных о количестве и иных параметрах газа в соответствии с правилами предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учёта газа, утвержденными Правительством Российской Федерации».

И хотя формулировка федерального закона не содержит этого явно, всем очевидно, что подразумевается применение в интеллектуальном учёте приборов учёта нового класса — «умных» счётчиков (комплексов, вычислителей, преобразователей объёма и т.п.). Только такие инновационные, технологичные приборы могут одновременно приобрести все новые, необходимые для современного учёта газа качества, которых не было у приборов учёта предыдущих поколений.

Итак, разбирая приведённую цитату, получаем, что ИСУГ должна обеспечивать следующие функции:

- применение «умных» приборов учёта газа;
- удалённый сбор и передача показаний от приборов учёта газа;
- необходимая обработка показаний от приборов учёта газа;
- долговременное хранение показаний от приборов учёта газа;
- информационный обмен данными учёта (экспорт, импорт, ретрансляция);
- удалённое управление компонентами ИСУГ;
- удалённое управление устройствами и приборами учёта, не влияющее на результаты измерений;
- предоставление собранной от приборов учёта и обработанной информации всем пользователям, имеющим соответствующие права доступа;
- функции разграничения доступа (вытекает из предыдущего).

Многие из перечисленных функций ИСУГ не являются новшествами. Удалённый сбор данных с узлов учёта, централизованная обработка и хранение показаний приборов учёта на сервере и даже передача собранных данных на отраслевой уровень — эти основные возможности уже были в той или иной степени реализованы при внедрении в промышленном секторе проекта АСКУГ. Заметные технологические улучшения были разработаны на последующих этапах модернизации учёта газа в промсекторе. Одним из прообразов интеллектуального учёта газа можно считать ЕИП — «Единое информационное пространство «Поставщик-Потребитель» — проект, успешно реализованный в Нижегородской области [4].

Не сегодня-завтра будут закреплены в стандартах новые принципы учёта газа, потребляемого в бытовом и коммунально-бытовом секторах. Среди них — положения об удалённом управлении узлами учёта, о разграничении доступа, о гибкой ретрансляции собранной информации не только на верхний уровень, но и «всем пользователям, имеющим соответствующие права доступа».

Собрать, конкретизировать и проанализировать требования к ИСУГ — такова одна из задач данной статьи. Но она является не само-

целью, а должна помочь в решении другой важной задачи: нам необходимо сформировать представление о таком важном программном элементе региональной ИСУГ, как Пульт Управления учётом газа.

Немного забегая вперёд, заметим: Пульт Управления должен, с нашей точки зрения, консолидировать все информационные потоки в РГК и обеспечить защищённую передачу и санкционированное использование собранной информации всеми заинтересованными подразделениями РГК, а также реализовать пользовательский интерфейс для качественного контроля работоспособности и обслуживания узлов учёта газа.

По нашему мнению, единый, эффективный, полноценный Пульт Управления ИСУГ не менее важен для модернизации региональных газовых сетей, чем умные счётчики газа.

Понятие умного счётчика на примере СМТ-Смарт

В чём же отличия «умного счётчика газа» от традиционных счётчиков газа? Какие сложности ожидают разработчиков при интеграции умного счётчика СМТ-Смарт в интеллектуальную систему учёта? Может ли региональный сегмент ИСУГ на базе программного обеспечения от производителя счётчика существенно облегчить данную задачу?

«СМТ-Смарт» — это семейство умных приборов учёта газа от компании «Техномер». Применение этих приборов подтверждено официальными документами: свидетельством об утверждении типа средств измерений, сертификатом соответствия техническому регламенту Таможенного союза. Кроме того, со стороны самого производителя подтверждено [3], что счётчик СМТ-Смарт соответствует регламентирующему документу «Типовые технические требования ООО «Газпром межрегионгаз» к бытовым счётчикам газа» (далее — «ТТТ») [2]. Фактически, это первый регламент, содержащий технические требования к «умным приборам учёта газа». Благодаря этому доку-

менту на сегодняшний день уже общеизвестно, каким должен быть бытовой счётчик газа, чтобы быть пригодным для перспективного применения в будущей ИСУГ, которой пока только предстоит появиться на свет.

За экономией места, в данной статье мы не будем даже кратко пересказывать «ТТТ», но сразу обратим внимание на самые яркие отличия умного счётчика от приборов прежних поколений.

СМТ-Смарт обеспечивает автоматический сбор данных о потреблении газа на узле учёта и онлайн-передачу этих данных на сервер. Кроме того, умный счётчик может передавать экстренные уведомления о тревожных или аварийных ситуациях. СМТ-Смарт может иметь встроенный или же внешний клапан для дистанционного прекращения и возобновления подачи газа. Умный счётчик так же, как и традиционные приборы учёта, рассчитан на длительную автономную работу. Тем не менее, и ему необходимы дистанционные настройки, включая дистанционное обновление встроенного ПО до новых версий, а также очные поверки и техническое обслуживание при возможных проблемах.

СМТ-Смарт заменяет три «традиционных» прибора: счётчик объёма газа при рабочих условиях, электронный корректор объёма газа с датчиками давления и температуры и модуль телеметрии, передающий показания на сервер.

Благодаря микротермальному методу, счётчик СМТ-Смарт осуществляет прямое измерение приведённого к стандартным условиям объёма газа без привлечения результатов других прямых измерений. Однако, данный метод измерения при всех преимуществах — не единственный среди нескольких методов измерений, соответствующих действующим стандартам.

Кроме основного назначения счётчик СМТ-Смарт выполняет ряд «интеллектуальных» функций. Он обеспечивает защиту от внешних, в т.ч. несанкционированных воздействий, искажающих результаты

измерения объёма. Прибор непрерывно осуществляет самодиагностику — проверку работоспособности счётчика, его отдельных узлов и условий эксплуатации. Все нарушения фиксируются в памяти прибора. Информация об измеряемых параметрах газа: приведённый к стандартным условиям расход, температура газа, обобщенный параметр состава газа (К-фактор), а также результаты самодиагностики счётчика поступают в электронный блок для архивирования, отображения на индикаторном табло и передачи данных на удалённый сервер. Счётчик имеет встроенный модуль телеметрии, обеспечивающий двусторонний обмен (по каналу GSM/GPRS или NB-IoT) с сервером.

Модификации СМТ-Смарт, имеющие встроенный клапан, дают возможность прекратить или возобновить подачу газа. Клапан закрывается либо автоматически — при аварийной или нештатной ситуации, либо дистанционной командой оператора — по решению газоснабжающей организации. Открытие дистанционно также возможно.

Таким образом, основные, полностью соответствующие ТТТ, «интеллектуальные» отличия СМТ-Смарт — это:

- встроенный модуль телеметрии для информационного обмена с сервером;
- встроенная система анализа состава газа;
- встроенная система самодиагностики с отдельным архивом;
- встроенный клапан, управляемый автоматически либо дистанционно;
- встроенная система архивирования, производящая архивы измерений, архивы самодиагностики («ПТА») и архивы телеметрии;
- автоматическая отправка экстренных уведомлений о важных нештатных ситуациях;
- возможность дистанционного конфигурирования и обновления встроенных микропрограмм.

СМТ-Смарт обладает и другими важными преимуществами, совершенно необходимыми с точки зрения требований повседневной

практики газовых служб. В частности, СМТ-Смарт может оснащаться встроенным датчиком контроля загазованности.

ИСУГ обязана не просто поддерживать новые умные приборы, на которых, собственно, и основана вся концепция умного учёта газа, опирающаяся на цифровизацию. Следовательно, в такой системе все инновационные решения, воплощённые в умном счётчике, должны использоваться полноценно.

Программное обеспечение «Газсеть» от производителя СМТ-Смарт на сегодняшний день является уникальным, поскольку пока только оно поддерживает все новшества, появляющиеся в этом умном приборе «прямо на глазах» у разработчиков прикладных систем. Тесно взаимодействуя с конструкторами счётчика, разработчики «Газсети» быстрее осваивают приборы. И благодаря этому поддержка СМТ-Смарт в «Газсеть» реализована тщательно и точно.

Самодиагностика — умный инструмент обслуживания объектов

СМТ-Смарт, как и обычный счётчик газа, предназначен для длительной работы в необслуживаемом режиме. Если право собственности на приборы учёта газа, вместе с ответственностью за их работоспособность и передачу показаний, будет переложено на газоснабжающие организации, то перед последними по-новому встанет задача диспетчеризации и диагностики узлов учёта газа.

Система самодиагностики СМТ-Смарт — это воплощение нового понимания автономного контроля ситуации прямо на узле учёта газа. Система повышает достоверность и скорость доставки тревожных сообщений, поступающих от счётчика газа на пульт управления. Более точная и оперативная информация служит для увеличения надёжности работы и долговечности приборов учёта, а также для повышения безопасности при эксплуатации газовых приборов населением. Быстрые уведомления о тревогах и авариях могут передаваться «Газсетью» на мобильные приложения сразу нескольким полу-

чателям: например, абоненту, в аварийно-диспетчерскую службу РГК, и т.д.

Как это работает? Умный прибор отслеживает нарушения условий эксплуатации, сбой внутренних элементов и даже способен противостоять попыткам вскрытия.

Во встроенной системе самодиагностики установлена градация событий-нарушений по степени их воздействия на работоспособность счётчика, состоящая из трёх уровней: предупреждения, тревоги и аварии (ПТА).

Предупреждение выявляет временное нарушение целостности систем счётчика, не влияющее на метрологические характеристики счётчика. Например, «Состав газа не определен (К-фактор вне рабочего диапазона)». Тревога сообщает о временном нарушении условий эксплуатации или сбое в работе узлов счётчика. Длительная тревога может повлиять и на метрологические функции счётчика и привести к «аварии». Например, «Сбой в работе измерительного модуля». Авария — неисправность счётчика из-за отказа его систем. Причиной аварии может быть и длительное нарушение условий эксплуатации, и несанкционированное внешнее воздействие. При аварии счётчик останавливает счёт, сохраняет показания в архивах. Счётчик должен быть подвергнут очередной метрологической поверке или ремонту. Например, «Вскрытие корпуса счётчика».

Список контролируемых в режиме самодиагностики событий может различаться между модификациями прибора. Но итог одинаков — вмешательства будут пресечены, а хронология событий и состояний записана в прибор и немедленно передана на сервер. В первую очередь сервер получит уведомление о самой нештатной ситуации.

Такая развитая система самодиагностики не только фиксирует в памяти прибора все нарушения в работе счётчика, но и обеспечивает их экстренную передачу на сервер. В приложениях «Газсети» нагляд-

но отображаются состояния и хронология событий самодиагностики счётчика. Дружественный интерфейс приложений позволяет быстро и детально восстановить перечень отказов или нарушений и определить предполагаемые причины.

Мгновенное оповещение газовой службы о нештатных ситуациях помогает человеку-оператору сервисной или аварийной службы максимально быстро оценить возможные причины неполадок. Выполнив дистанционно предварительную диагностику узла учёта газа, оператор может качественно принять оперативные решения.

Мобильное приложение «Моя Газсеть» — умный помощник абонента

Готовится к выпуску мобильное приложение «Моя Газсеть» для мобильных систем Android и iOS. Оно предназначено для абонентов тех узлов учёта газа бытового сектора, которые оборудованы умными приборами учёта.

Приложение полностью совместимо с умными счётчиками и комплексами производства ООО «Техномер»: счётчик газа СМТ-СМАРТ G4\G6\G10, комплекс СМТ-Смарт, счётчик-клапан СМТ-Смарт.

Приложение должно служить повышению безопасности эксплуатации газового оборудования в жилищах, а также обеспечивать прозрачный контроль состояния узла учёта газа, объёмов потребляемого газа, а также состояния счёта абонента газоснабжения.

Главное преимущество приложения — возможность получения пользователем быстрых уведомлений о нештатных ситуациях или других важных изменениях на узле учёта газа, установленном в его доме или квартире. Список важных событий зависит от модификации счётчика, наличия встроенного клапана и подключенных к нему дополнительных датчиков. Абонент может получать push-уведомления, например, о следующих событиях:

- превышение предельно допустимых концентраций газов CO,

CH₄ в воздухе;

- попытка несанкционированного воздействия на счётчик;
- открытие или закрытие встроенного клапана с указанием причины;
- отказы систем счётчика: измерительного модуля, телеметрии, клапана, датчиков;
- низкий уровень заряда внутренних элементов питания;
- выход расхода или температуры газа из диапазонов допустимых значений.

Приложение «Моя Газсеть» является звеном единой информационной системы ПТК «Газсеть». Источником информации мобильного приложения служит веб-сервер регионального поставщика газа. Интерфейс передачи данных предоставляет подсистема «Газсеть: Шлюз». Технологическое решение «мобильное приложение + шлюз» обеспечивает потребителю надёжность и быстроедействие при передаче информации об узле учёта газа, а поставщику газа гарантирует безопасность данных веб-сервера.

Интерфейс пользователя предоставляет три экранных формы:

- суточный архив
- текущее состояние узла учёта газа
- потребление за сутки, месяц, год

Следующим этапом развития приложения «Моя Газсеть» запланирована интеграция с биллинговой системой. Она обеспечит абоненту доступ к личному финансовому кабинету, где будет предоставлена информация по взаиморасчётам и за газ, и, если потребуется, за телекоммуникационные услуги, применяемые для передачи данных умным счётчиком на сервер РГК.

Итак, «Моя Газсеть» является интеллектуальным приложением-помощником абонента бытового сектора газоснабжения. Оно обеспечивает пользователя самой важной, оперативной и достоверной информацией по работе узла учёта газа в жилище, собственником которого он является. Возможность анализа статистической инфор-

мации позволит добиться экономии потребления газа. Появятся условия для уменьшения количества спорных ситуаций с газоснабжающей организацией. Такая информированность абонента позволит повысить уровень доверительности его взаимоотношений с поставщиком газа.

Удовлетворённость конечного потребителя газа комфортными условиями информационного обслуживания — это важнейший фактор интеллектуального учёта газа. И в комплексном решении «Газсеть» ему уделяется должное внимание.

Анализ требований к единой ИСУГ

Вернёмся к понятию ИСУГ, чтобы немного проанализировать его и сделать новые полезные выводы. Пока этот проект находится на раннем этапе, исходной информации не очень много. При разработке необходимой нормативной документации могут всесторонне использоваться европейские стандарты и рекомендации, касающиеся интеллектуального учёта газа и умных приборов учёта, например, [6-10]:

- ISO/IES JTC1/SC27 Recommendation for Strategy on European Cyber Security Standardisation;
- CEN/CLC/ESTI/TR50572 Functional reference architecture for communication in smart metering system;
- EN 13757-1 Communications systems for meters. Data exchange.
- ISO 27001 Information technology – Security techniques – information security management systems – Requirements;
- CEN/TR 16061 Gas meters. Smart gas meters.

Для отечественных производителей новейших умных приборов учёта газа, надо полагать, будет интересно руководство по программному обеспечению от WELMEC — европейской организации по сотрудничеству в области законодательной метрологии: «WELMEC 7.2: 2019 Software Guide» [5]. Кстати, в свободном доступе можно найти перевод этого документа, сделанный ВНИИМС.

С другой стороны, при анализе требований к единой ИСУГ, не менее важно учесть рекомендации отечественных специалистов-практиков, имеющих многолетний опыт поставок и учёта газа в региональной газовой компании. См., например, Комиссаров С.Ю., Горбенко А.А., Кутовой Д.Ю., Веснин В.И. «Создание Единого Информационного Пространства «Поставщик – Потребитель» в АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород» на базе ПТК «Газсеть». Решение вопроса безопасности бытовых потребителей при транспортировке газа и использовании ВДГО и ВКГО» [4].

Очевидно, что в сформулированной выше задаче построения всероссийской единой ИСУГ (ЕИСУГ) есть рациональное зерно, от которого можно оттолкнуться для написания детального ТЗ. Однако уже сейчас можно представить себе основные проблемы, с которыми могут столкнуться разработчики.

Производители первых умных приборов несколько лет занимаются решением подобных задач, реализуя «прототипы ИСУГ» в масштабе региональных РГК. И уже существуют результаты в виде рабочих систем сбора и учёта данных потребления газа. Казалось бы, достаточно увеличить масштаб подобной системы до всей страны и организовать единый центр сбора данных со всех бытовых счётчиков. Какая разница?

Разница, прежде всего, в количествах контролируемых узлов учёта. При полном масштабе развёртывания, ЕИСУГ должна будет взаимодействовать с десятками миллионов счётчиков. Опрос счётчиков в реальном времени, складирование огромного количества данных, обработка этих данных для стандартного представления в БД, обслуживание баз данных и серверов для поддержания их работоспособности. Эти процессы должны идти в режиме 24/7. Наверное, потребуется резервирование и зеркалирование многочисленных серверов, количество которых можно оценить трёхзначным числом.

Допустим, эта задача сбора, обработки и хранения решена. Далее необходимо организовать доступ пользователей к полученной

информации. А это те самые специалисты-метрологи из многих РКГ, которые осуществляют взаиморасчёты с населением. Несложные подсчёты дадут нам сотни или тысячи пользователей этого единого data-center. Им нужны удобные клиентские рабочие места, которые позволят быстро получать необходимые им наборы данных, чтобы закрыть балансы, выставить счета. Специалистам оперативных подразделений РКГ требуется ежедневно проводить работу по выявлению аварий, нарушений, иногда необходимо в экстренном порядке дистанционно отключить или включить подачу газа абоненту.

Из этих требований можно получить оценочные значения по объёмам собираемой, накапливаемой в едином центре, а затем раздаваемой по запросам информации. Отсюда вытекают довольно высокие требования к ёмкостям накопителей, к пропускной способности каналов связи, ко всей информационно-технологической инфраструктуре. Большие потоки информации — это одна из «вершин айсберга».

Следующее большое затруднение видится в потребности решать собственно задачи предметной области. Речь идёт о необходимости, чтобы программы сбора данных «понимали» десятки разновидностей приборов учёта, а также систем телеметрии. Драйверы оборудования необходимо разрабатывать и поддерживать, а сервер сбора данных — сопровождать в течение всего его жизненного цикла.

Немаловажными видятся также задачи, связанные с надёжностью протоколов и защитой информации при передаче от счётчиков на сервер, а также в обратном направлении, т.е. команды по настройке счётчиков или команды по управлению клапаном. От качества их решения зависит достоверность информации, безопасность, безаварийность эксплуатации газового оборудования в жилищах граждан.

Это основные вопросы по постановке задачи построения ЕИСУГ. Масштабы гипотетической системы можно сравнить по порядку требований к оборудованию и ресурсам, наверное, только с технологическим оснащением сотовых операторов или Интернет-провайде-

ров.

А тем временем производители умных приборов уже в течение ряда лет разрабатывают собственные «ИСУГ» меньшего размера, максимум регионального масштаба. Все перечисленные требования к инфраструктуре здесь на два порядка ниже. Сбор данных удаётся реализовать при помощи серверов, которые можно сосчитать на пальцах одной руки. Параллельно решаются оперативные задачи, отвечающие современному административному устройству типичной региональной газовой компании.

Поэтому трудно отказать себе в искушении продумать альтернативную архитектуру единой ИСУГ. Это вариант композитной, или много-сегментной (кластерной) организации, при которой в каждом регионе действует местная — региональная ИСУГ, которая неплохо справляется со сбором и оперативными задачами по учёту газа, диспетчерскому и аварийному обслуживанию. Региональная ИСУГ должна будет предоставлять по безопасному Интернет-соединению результаты всей работы центральному отделению ЕИСУГ. Но такую информацию можно представить уже не как полный объём телеметрических данных, а как обработанную, агрегированную, «подытоженную» информацию о потреблённых объёмах и наличии нештатных ситуаций с детализацией, скажем, в 1 газовый день. Более подробные данные — архивы тревог, архивы телеметрии — также могут запрашиваться, но чисто эпизодически, по интерактивной команде пользователя.

В остальной части документа описаны характеристики системы «Газсеть», которая представляет собой пример рабочей, успешно эксплуатируемой в ряде РГК, системы учёта газа регионального уровня.

Принципиальная схема ИСУГ РГК

На Рисунке 1 приведена принципиальная схема регионального сегмента ИСУГ. Она отображает основные информационные потоки,

основные программные и аппаратные элементы, источники данных и пользователей данных.

На нижнем уровне расположены источники первичных данных, поступающих в интеллектуальную систему. Интеллектуальный счётчик газа (СМТ) и модуль телеметрии (БПЭК-ЦК) для сбора данных с иных узлов учёта — эти пиктограммы показывают разнообразные приборы учёта, которые могут в автоматическом режиме передавать данные непосредственно на сервер ИСУГ. Одинокое рабочее место «Газсеть: Стандарт» — эта пиктограмма показывает, что данные могут поступать на сервер и при помощи устаревшего, но иногда необходимого способа «ручного сбора данных», когда узлы учёта объезжают с ноутбуком и кабель-адаптером. Однако пиктограмму «Газсеть: Стандарт» можно трактовать и немного шире: «Газсеть» способна получать данные путём экспорта или миграции файлов данных из сторонних систем сбора данных.

На следующем уровне (выше) отображены три вида информации, передаваемой от счётчика по запросу или по автоматическому расписанию: архивы измерений (измеренные объёмы, температуры и т.д.), архивы состояний самодиагностики («ПТА» — «предупреждения», «аварии», «тревоги»), архивы телеметрии (событий и состояний уровня связи и передачи данных). Все виды информации, генерируемой умным счётчиком (или иными УУГ), в полном объёме передаются по каналам связи на сервер РГК, при помощи серверного программного обеспечения (ПО «Газсеть: Экстра»).

На третьем уровне (ещё выше) отображён программный комплекс «Газсеть: Экстра» — сердцевина региональной ИСУГ. Здесь представлены и названы те основные компоненты серверного ПО, которые осуществляют все функции по приёму, первичной обработке, долгосрочному хранению всех данных по учёту газопотребления, а также по их дальнейшей передаче в виде всем заинтересованным получателям и пользователям. Заметим, что в последних версиях «Газсеть: Экстра» начала действовать система разграничения доступа. Она позволяет ретранслировать и предоставлять доступ к вирту-

альным объектам учёта и бизнес-функциям приложений в строгом соответствии с назначенными учётным записям правами доступа. Такой подход, как было указано выше, полностью соответствует современным требованиям к интеллектуальным системам учёта энергоресурсов.

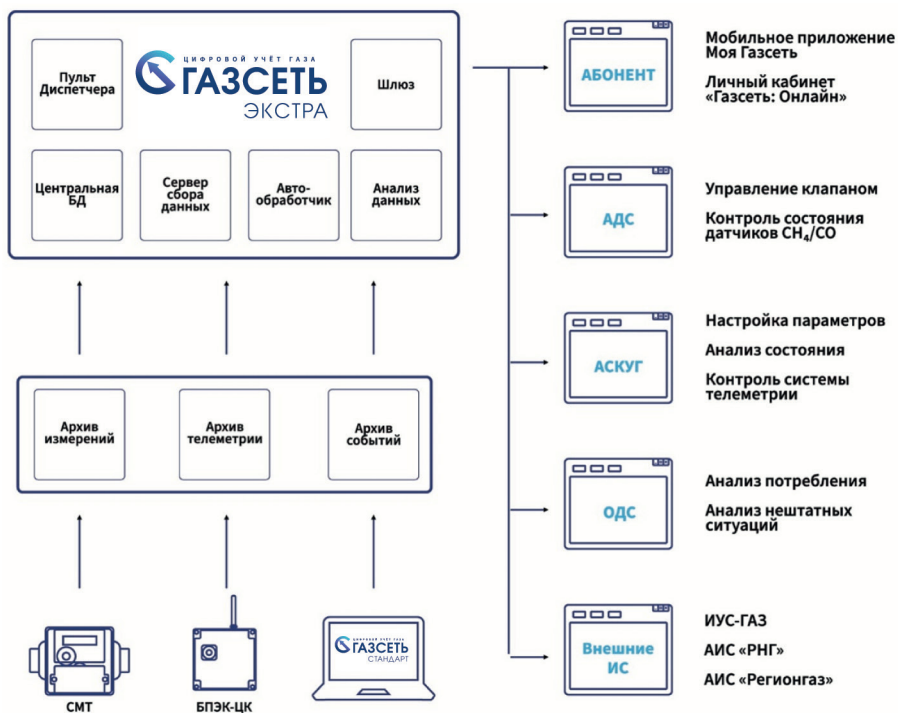


Рис 1. Принципиальная схема регионального сегмента ИСУГ

В правой части схемы представлены пользователи и получатели первичных и обработанных данных, хранимых на сервере «Газсети». Здесь подразумеваются, во-первых, службы и специалисты, работающие с информацией по газу внутри региона. Среди них подразделения РГК, которые как пользователи, нуждаются в получении именно

того подмножества из всей накопленной на сервере информации, которое необходимо каждому из них по специфике их обязанностей.

Например, подразделению АСКУГ требуются архивы телеметрии, показаний и состояний «ПТА», ОДС получает значения потреблённых объёмов для последующего анализа балансов и нестандартных ситуаций.

Аварийно-диспетчерская служба получает в своё распоряжение все данные о самодиагностике УУГ, то есть от счётчика газа, в том числе информацию о текущем состоянии клапана, а также инструментарий для дистанционного открытия и закрытия клапана. Это позволяет оператору службы на основании всей собранной информации принимать оперативные решения, например, о закрытии или открытии клапана для прекращения или возобновления поставки газа абоненту. Подразделение также отслеживает факты загазованности объектов и наличие других нестандартных ситуаций, которые требуют экстренного принятия оперативных решений, вплоть до выезда специалистов на место.

Элемент «Абонент» обозначает рядового потребителя бытового сектора, который имеет доступ к данным узла учёта газа, установленным в собственном жилище, посредством мобильного приложения «Моя Газсеть», которое связывается непосредственно со шлюзом севера РГК.

Элемент «Внешние ИС» обозначает указанные на схеме ИС: биллинговые системы 1С: АИС «РНГ», 1С: АИС «Регионгаз» и учётная система верхнего уровня ИУС-ГАЗ. Эти сторонние информационные системы подключаются к «Газсети» извне через шлюз и получают в автоматическом или интерактивном режиме все необходимые данные согласно правам доступа. Как правило, системой 1С:АИС «РНГ» обычно оперирует «газрасчёт» — это условное название того подразделения РГК, которое осуществляет выставление счетов абонентам, то есть конечным потребителям природного газа в категории «население». Это подразделение нуждается в получении посуточных данных обо всех измеренных объёмах, вкпе с информацией о тревогах и преду-

преждениях, поскольку именно эти данные необходимы и достаточны для выставления счетов потребителям газа.

Заметим, что ответвление «Внешние ИС» может означать подключение извне не только перечисленных систем, но и любых других систем или приложений, имеющих права и соблюдающих протокол шлюза. Этот элемент включает ту гибкость и эффективность, которые могут применяться для построения крупных интеллектуальных систем учёта.

Схема демонстрирует, что «Газсеть» имеет внутри подсистем инструменты как для интерактивного, так и для автоматического экспорта всей собранной от контролируемых объектов информации, направляющие потоки данных именно те подразделения, службам или внешним получателям, которые в этих данных нуждаются.

На схеме для краткости не показаны другие многочисленные пользователи серверной базы данных «Газсеть» в РГК. Это филиалы РГК и их подразделения, например, районные отделения РГК или подразделения РГК, контролирующие крупные промышленные предприятия. Последняя категория относится к промышленному сектору. Но упоминание всех категорий пользователей нам необходимо для того, чтобы продемонстрировать, как много пользователей обращается к информации «Газсети». Каждый из пользователей через свою учётную запись выполняет авторизованный дистанционный «вход» на сервер РГК и имеет возможность «видеть» через клиентское приложение только ту часть данных, которая назначена ему в системе разграничения прав доступа. Эта же учётная запись определяет через присвоенную ей роль, каким уровнем прав на изменение сохранённой информации обладает данный пользователь.

Аналогичный авторизованный доступ к серверу РГК имеют и сторонние информационные системы, импортирующие данные через сетевой шлюз «Газсети» в автоматическом режиме.

Достоинства применения «Газсети» в ИСУГ

Среди пользователей данных «Газсети» могут быть как операторы, принимающие решения, или пользователи, выполняющие взаиморасчёты с потребителями, либо подготавливающие балансовую и аналитическую отчётность, так и автоматические информационные системы сторонних производителей. Причём вторая категория получателей данных может требовать передачу информации согласно определённому приемлемому формату (протоколу): SOAP, REST JSON или XML, (XLS, TXT, DBF и т.д.). «Газсеть» предоставляет данные во внешние приложения и сторонние системы по согласованным с пользователями протоколам.

Благодаря наличию модулей, которые выполняют автоматическую обработку и последующую передачу обработанных данных дальше, «Газсеть» может легко встраиваться в основную верхнеуровневую интеллектуальную систему учёта газа (ИСУГ), создавая тем самым надёжный мост между большим числом региональных УУГ и ПО верхнего уровня. Такая связка разгружает ИСУГ от большого объёма вспомогательной работы по сбору и обработке данных. Одновременно все традиционные подразделения и службы РГК продолжают работу в нормальном режиме, так как они имеют через «Газсеть» всю необходимую информацию от большого числа контролируемых объектов. Таким образом, все пользователи получают свои потоки информации с нужным уровнем детализации.

Основные достоинства, благодаря которым «Газсеть» удобна, применима и в определённом смысле даже необходима для построения регионального сегмента ИСУГ, приведены в следующем списке.

1. Оперативность получения информации. Данные поступают на сервер по скоростным телекоммуникационным соединениям в автоматическом режиме. Время на получение свежих данных порядка 1 минуты на объект. Сервер сбора данных автоматически следит за полнотой, собираемостью и регулярностью запросов данных. Сбор новых порций данных осуществляется сразу с многих узлов одновременно. При этом, однако, соблюдается приоритетность очереди согласно настраиваемому расписанию. Кроме того, учитываются

специальные ежесуточные «окна» — промежутки, когда опрос УУГ разрешен, что обусловлено необходимостью экономии элементов питания, либо целесообразно с точки зрения правильного закрытия газовых балансовых суток, декад или других газовых периодов.

Таким образом, благодаря успешной работе сбора и передачи данных, «Газсеть» обеспечивает оперативное получение информации и региональными пользователями, и пользователями основной ИСУГ верхнего уровня. В регионах вовремя выставляются счета за газ и подытоживаются балансы, а также есть вся оперативная информация для экстренного принятия решений специалистами аварийных служб. Пользователи же основной ИСУГ верхнего уровня, которые, безусловно, нуждаются в скорейшем получении информации от всех региональных сегментов, получают её регулярно в автоматическом режиме и могут интерактивно запросить и быстро получить более детальные фрагменты.

2. Надёжность функционирования ИСУГ. Если единая ИСУГ будет интегрирована из региональных сегментов подобных «Газсети», то такая организация может быть выигрышной с точки зрения надёжного функционирования всех сегментов в отдельности и общей системы в целом. В «Газсети» обеспечивается защита данных контрольными суммами при передаче и хранении. За счёт распределённой архитектуры повышается надёжность отдельных узлов и обеспечивается бесперебойное функционирование всей ИСУГ, причём работа всех подразделений РГК также будет происходить в штатном режиме.

«Газсеть» обеспечивает защиту первичных показаний и измеренных значений, информации «ПТА» и т.д., предотвращая искажение, уничтожение этой информации при передаче по каналам сотовых сетей либо через Интернет. Полнота и достоверность передаваемых данных контролируется «Газсетью» в автоматическом режиме. Операторы-диспетчеры, наблюдающие за нормальным функционированием автоматики, имеют возможность отслеживать нарушения и сбои в сборе данных. При помощи «Газсети» эту монотонную деятельность осуществлять гораздо легче, так как имеется приложе-

ние «Пульт диспетчера», обеспечивающее наглядный и прозрачный интерфейс мониторинга объектов, а также инструменты для анализа и обобщённой статистики, просмотра подробной хронологии сбора данных и каждого сеанса связи в отдельности.

Благодаря распределённой архитектуре сбора данных, составленной из региональных сегментов типа «Газсеть», может быть достигнута высокая надёжность основной ИСУГ. Если какой-то сегмент из-за аппаратного отказа, программного сбоя и т.п. временно приостановит сбор и передачу данных, то остальные сегменты продолжают штатную работу. А задержка на сбойном сегменте будет компенсирована в автоматическом режиме сразу после того, как администраторы и другие специалисты на местах устранят поломку.

3. Гибкость «Газсети» при масштабировании, расширении перечня оборудования, интеграции с промышленным сектором. ПТК «Газсеть» имеет гибкую архитектуру на всех уровнях обработки информации. Расширение сети телеметрии при росте числа обслуживаемых и контролируемых объектов обусловит увеличение трафика, дополнительную нагрузку на коммуникационные каналы и рост потребностей в наращивании ёмкостей накопителей.

Масштабирование сети телеметрии в «Газсети» уже сегодня решается практически без проблем путём увеличения количества серверов сбора данных средней мощности. Если нагрузка на ресурсы распределена по региональным серверам, то центральный сегмент (верхнего уровня), консолидирующий информацию от всех местных сегментов, не будет испытывать критических нагрузок от больших объёмов первичных данных. На верхнем уровне информация может запрашиваться с той периодичностью и той детализацией, которая удобна данной информационной системе. Если какой-то элемент информации в данном контексте требуется с полной детализацией, то именно в текущем эпизоде и по специальному запросу детальная информация может быть максимально быстро получена с регионального сервера. Но, возможно, не стоит постоянно перекачивать в центральный сегмент ИСУГ полные объёмы метрологических архи-

вов и подробнейшую хронологию архивов телеметрии и самодиагностики, перегружая рутинной, «штатной» информацией сетевые ресурсы и ёмкости накопителей.

Исторически сложилась, что «Газсеть» развивается в направлении универсальной совместимости со всем разнообразием приборов учёта, применяемых и в коммунально-бытовом, и в промышленном секторах газораспределения. Производители приборов учёта газа нередко модифицируют встроенное программное обеспечение контроллеров, что влечёт за собой выпуск новых версий протоколов, а также изменение адресации и внутренней логики построения архивов. Разработчиками «Газсети» наработан многолетний опыт быстрого написания драйверов для новых, незнакомых прежде приборов учёта, коммуникационных модулей, вычислителей, другого применяемого оборудования и последующей поддержки этих драйверов. Эта деятельность по разработке программного обеспечения низкого уровня требует скрупулёзной точности и внимания к нюансам при сборе первичных данных. От качества реализации драйверов оборудования зависит как оперативность и достоверность сбора данных по учёту газа, так и безопасность эксплуатации газового оборудования населением, а также успешность нормальной работы ИСУГ в целом.

Можно уверенно утверждать, что разработчики «Газсети» не только гарантируют совместимость с подавляющим большинством распространённых приборов учёта и телеметрии, применяемых в региональных газовых сетях РФ, но и обладают навыками по диагностике и обслуживанию такого электронного оборудования. Модели баз данных, библиотеки классов специальным образом унифицированы и консолидированы для совместного хранения информации и единообразного использования данных от всех разнородных источников, то есть от приборов учёта различных производителей.

Использование «Газсети» в единой многосегментной ИСУГ может обеспечивать верхнеуровнему (центральному) сегменту скрытие сложности и решение проблем служебного, низкоуровневого, аппарат-

но-зависимого характера, связанных с многообразием типов оборудования, версий встроенного программного обеспечения контроллеров, протоколов передачи данных и управления приборами. «Газ-сеть» или другие подобные системы региональных сегментов уровня РГК могут избавить центральный сегмент ИСУГ от бремени многолетней поддержки многообразия оборудования, включающего и умные приборы, и приборы учёта газа прежних поколений.

Будет логично, если в перспективе возникнет необходимость расширить интеллектуальную систему учёта газа, дополнив учёт в коммунально-бытовом секторе учётом в промышленном секторе, чтобы обеспечить их интеграцию в общую ИСУГ. Ведь газ один и тот же, и баланс необходимо анализировать в комплексе. Только такую интеграцию учёта газа в единую интеллектуальную систему, очевидно, и можно называть полной и всеобъемлющей.

Применение «Газсети» сможет облегчить и этот процесс. И низкий уровень сбора данных, и средний — уровень хранения, диспетчеризации и распределения информации — все бизнес-процессы по учёту газа решаются в «Газсети» по универсальным стратегиям, не различающимся принципиально между данными от потребителей бытового, коммунально-бытового и промышленного секторов региональных сетей газоснабжения.

4. Качественная техническая поддержка. Развитие «Газсети» не прекращается. С выпуском новых версий продолжается решение и сопровождение всего комплекса технических задач, встающих перед пользователями — сотрудниками РГК и её филиалов. Среди этих задач:

- расширение номенклатуры новыми типами приборов учёта и систем телеметрии;
- применение новейших телекоммуникационных технологий;
- масштабирование сетей телеметрии с ростом парка УУГ;
- сопряжение с верхнеуровневой системой учёта газа;
- изготовление заказных отчётов;
- разработка новых бизнес-функций;

- помощь в настройке и администрировании серверов «Газсеть: Экстра»;
- предоставление пользователям любых консультаций.

По всем компонентам «Газсети» предоставляется регулярно обновляемая пользовательская документация. Все вопросы по интеграции обсуждаются с разработчиками систем верхнего уровня.

«Газсеть» имеет и другие замечательные свойства. Комплекс прост в развёртывании: серверное ПО «Газсеть: Экстра» устанавливается и настраивается под ключ в течение получаса. Установка и удаление с компьютера, а также конфигурирование и обновление до новых версий удобны для администратора «Газсети». Для сопряжения сторонней информационной системы-клиента (ИС-клиента) со шлюзом «Газсети» требуется настройка всего одного параметра конфигурации (IP-адрес и порт веб-службы).

Для интеграции систем используется доступная инфраструктура — Интернет, и ничего другого строить не нужно. Для шлюза характерна гибкость топологии: к данным умного прибора через шлюз можно подключить любое количество ИС-клиентов, а одна и та же ИС-клиент может стыковаться с любым количеством серверов «Газсеть» через шлюзы. Согласованность и экономию трафика обеспечивает встроенный в триггерах БД учёта механизм отслеживания новейших данных. Благодаря ему ИС-клиент всегда «знает», с какой «закладки» следует продолжить запрос данных у шлюза для очередной загрузки в своё хранилище. Это гарантирует, что ИС может регулярно получать все новые данные, избегая дублирующих запросов.

Разработка «Газсети» совместно с пользователями

Поясним на конкретных примерах, как происходит разработка новых функциональных возможностей при активном взаимодействии между разработчиками «Газсеть» и пользователями.

Представители от разработчиков нередко участвуют в различных

обучающих семинарах и тренингах, организуемых под эгидой «Газпром межрегионгаз» или РГК, и посвящённых освоению оборудования учёта газа и необходимого программного обеспечения.

Кроме того, разработчики «Газсеть» или специалисты технической поддержки могут выезжать специально для работ по сопровождению программ и оборудования.

Такие встречи обычно проходят в тёплой, доверительной атмосфере: идёт обмен мнениями, обсуждение сложностей и сбоев, высказываются пожелания к новым функциям счётчиков и прикладных программ. Завязавшиеся деловые знакомства иногда продолжаются заочно. Благодаря этому живому общению с пользователями, в «Газсети» реализовано очень много и небольших, и довольно крупных функций, а также более половины форм отчётов.

Пользуясь случаем, выражаем благодарность всем пользователям, которые вносят весомый вклад в развитие «Газсети», не просто высказывая критику и пожелания, но и тщательно тестируя бета-версии до получения стабильных выпусков.

В следующем списке перечислены примеры функций, реализованных сравнительно недавно. Функции сгруппированы по названиям тех РГК, которые в качестве пользователей активно участвовали в разработке.

ООО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород»

- Интеграция с биллинговыми системами 1С: АИС «РНГ» и 1С: АИС «Регионгаз». Эта функция — важный элемент концепции ЕИП [4], опирающейся на консолидацию потоков данных посредством «Газсеть» между УУГ и разнородными информационными системами. Интеграция реализована в двух вариантах: интерактивном и автоматическом. В первом варианте сначала выполняется экспорт в приложении «Газсеть: Анализ данных». Пользователь задаёт группу узлов учёта и запускает экспорт данных в транспортный файл формата,

совместимого с функционалом импорта в биллинговых системах. Затем следует импорт файла в биллинговую систему. Вторым вариантом — периодическая автоматическая передача данных во внешние биллинговые системы. Передача осуществляется по настраиваемому расписанию и по взаимно-согласованному протоколу.

- Интеграция мобильного приложения «Моя Газсеть» в биллинговые системы. В соответствии с концепцией ЕИП [4], мобильное приложение будет служить повышению безопасности эксплуатации газового оборудования в жилищах. Пользователь может получать на свой телефон быстрые уведомления о нештатных ситуациях или важных изменениях на узле учёта газа, расположенном в его жилище. Экран приложения реализует прозрачный контроль состояния узла учёта газа и объёмов потребляемого газа. Запланировано дополнить этот интерфейс отображением состояния счёта абонента газоснабжения. Данная опция реализуется путём интеграции приложения «Моя Газсеть» с биллинговой системой. Это обеспечит абоненту доступ к личному финансовому кабинету, где будет предоставлена информация по взаиморасчётам за газ.

- Добавление опции «Экстренный опрос». Интерактивная функция для узлов учёта, подключаемых к серверу по каналу GSM\CSD. Оператор может выбрать один или список узлов учёта, кликнуть «Экстренный опрос», и выбранные узлы будут опрашиваться с наивысшим приоритетом до полноты данных 100%. Функция обеспечивает дополнительный инструмент диспетчера для повышения эффективности сбора данных в условиях недостаточно устойчивой и качественной связи.

- Поддержка приборов учёта газа серии СПГ 76х (АО НПФ «ЛОГИКА»). Ранее «Газсеть» поддерживались только корректоры ЕК/ТС. Серия СПГ 76х стала «первой ласточкой» в истории расширения диапазона совместимого оборудования. Несмотря на существенные отличия от LIS200 по структуре и содержанию архивов, был обеспечен не только автоматический сбор данных, но и все стандартные функции по анализу и экспорту.

- Поддержка приборов учёта газа серии «ИРВИС» (ООО НПП «Ирвис»). Используя опыт интеграции приборов «СПГ», включение поддержки «ИРВИС» реализовать было существенно легче.

ООО «Газпром межрегионгаз Оренбург»

- Автоматическая рассылка отчётов по e-mail. Пользователь настраивает список адресов, расписание рассылки, указывает типы и настройки отчётов. Служба будет в автоматическом режиме генерировать отчёты в формате PDF для указанной выборки и отправлять их по указанным адресам. Формируются только отчёты с полнотой данных 100%.

- Поддержка новых типов приборов учёта — СПГ-741/742 (АО НПФ «ЛОГИКА»). Необходимо включить в «Газсеть» распространённые в регионе новые типы счётчиков газа. Для этих новых типов должны поддерживаться все стандартные функции по передаче данных, обработке, анализу, диспетчеризации, отчётности и экспорту.

- «Коммерческие сутки» с автоматическим завершением. Сервер сбора данных обеспечивает, если у данного узла учёта газа включена эта опция, автоматический сбор данных с целью скорейшего пополнения данных за прошедшие коммерческие сутки. Опция должна гарантировать, что после окончания коммерческих суток сбор данных будет с высоким приоритетом завершён до полноты 100%. Примечательно, что здесь пришлось учитывать возможное небольшое отставание часов прибора учёта от часов сервера.

ООО «Газпром межрегионгаз Ставрополь»

- Система разграничения доступа к данным учёта газа «Газсети». Система позволяет организовать в многопользовательской среде «Газсети» дифференцированную доступность объектов баз данных и прикладных функций при обращении к этим объектам для чтения, изменения и удаления. В утилите администратора ведётся список учётных записей с правами доступа. Пользователи или

внешние информационные системы, авторизуясь к серверам через учётные записи, получают доступ только к «своим» объектам и только в пределах «своего» уровня доступа. Примечательно, что в качестве присвоенного объекта можно назначить не только конкретный узел учёта, но и «ветвь иерархии», благодаря чему будет обеспечен автоматический доступ ко всем вложенным узлам, как существующим, так и будущим.

- Сводный отчёт посуточный за месяц по группе узлов учёта. Отчёт специального крупного формата (лист А2), в котором каждому прибору учёта газа отведена только одна строка. В строке отображены все основные необходимые для коммерческого учёта данные о газопотреблении за месяц, в том числе посуточные объёмы газа, показания на начало и конец, средняя температура газа, данные о тревогах, составе газа и так далее. Отчёт удобен для экспорта в электронные таблицы, биллинговые системы и т.п.

ООО «Газпром межрегионгаз Калуга»

- «Автонастройка CSD-канала». Регулярная автоматическая перенастройка параметров связи по каналу GSM/CSD, предназначенная для резкого повышения эффективности и бесперебойности сбора данных. Параметры связи с настраиваемой периодичностью, автоматически корректируются и загружаются в GSM-модем.

- Интеграция множественных FTP-серверов в главный сервер. В Калужской области сбор данных в коммунально-бытовом секторе распределён между несколькими FTP-серверами, расположенным в офисах отделений РГК. Мощность каждого такого сервера ограничена максимально допустимым количеством GPRS-модемов (не более 30), при котором возможен эффективный сбор данных по каналам GPRS\FTP. Задача сервиса «Интеграция FTP-серверов», выполняющегося на главном сервере РГК, состоит в периодическом сборе новых данных с FTP-серверов с последующей загрузкой в единый «Газ-сеть»-сервер РГК. Описанное решение являет яркий пример, как распределённая архитектура сбора данных реализует устойчивую

инфраструктуру телеметрии, преодолевающую ограниченность имеющихся в распоряжении передающих каналов и телекоммуникационных ресурсов.

ООО «Газпром межрегионгаз Киров»

- Поддержка приборов учёта газа серии «ULTRAMAG» (ООО ЭПО «Сигнал»).

Все реализованные функции предоставляются с новыми версиями «Газсети» соавторам из числа пользователей, которые с готовностью тестируют их на практике и высказывают свои отзывы. Таким образом, продолжается совершенствование программных продуктов.

Опыт применения «Газсети» в качестве Пульты Управления учётом газа в региональных газовых компаниях

За последний год «Газсеть» получила широкое распространение — были развёрнуты новые экземпляры ПТК более чем в 20 региональных газовых компаниях. В целом программным комплексом теперь пользуется более 30 РГК.

Основным эксплуатирующим персоналом являются работники отделов АСКУГ и метрологии. Главное преимущество, которое обеспечивает ПТК «Газсеть» пользователям РГК, — это автоматическая передача полного объёма необходимых данных с узла учёта газа по каналу GPRS в течение нескольких минут, что позволяет осуществить закрытие газового периода по всему парку из тысяч приборов учёта в течение 1 часа.

Приведём некоторые примеры применения ПТК «Газсеть» в региональных газовых компаниях.

Нижегородская область — это родной регион для «Газсети». ПТК был введён в эксплуатацию в региональной газовой компании для реализации проекта ЕИП. Спустя два года развития проекта «Нижний Новгород» полностью автоматизировано:

- около 85% крупных промышленных потребителей;
- около 50% потребителей коммунально-бытового сектора;
- около 0,5% потребителей бытового сектора.

Кавказ стал регионом, где «Газсеть» была широко применена исключительно в бытовом секторе. Здесь, в республиках Дагестан, Ингушетия, Кабардино-Балкария, Северная Осетия, с помощью ПТК автоматизировано обслуживание более 9000 УУГ, оснащенных модулем телеметрии ТМР-01.

2019 год ознаменовался открытием представительства ООО «Техномер» в СКФО. Данный сервисно-технологический центр обеспечивает и поставщика газа, и потребителей газа различными видами технической поддержки — от консультаций при выборе прибора учёта газа и модуля телеметрии до автоматизации процесса сбора и анализа данных о газопотреблении.

Оренбургская область. Внедрена единая информационная система на базе ПТК «Газсеть». Она применяется для учёта газа в промышленном и коммунальном секторах. Система обслуживает:

- более 500 УУГ автоматически — удалённо посредством телеметрии;
- более 3500 УУГ в ручном режиме (путём обхода).

Калужская область. В РГК внедрена единая информационная система на базе ПТК «Газсеть». В промышленном и коммунальном секторах опрашиваются объекты:

- более 900 УУГ автоматически – удалённо посредством телеметрии;
- более 2000 УУГ в ручном режиме.

За последний год установлено более 500 счётчиков газа СМТ-Смарт и СМТ-Комплекс как в коммунально-бытовом секторе, так и в бытовом (многоквартирные дома). В настоящее время ведутся работы по реализации автоматической загрузки данных в 1С: АИС «РНГ» и 1С: АИС «Регионгаз».

Ставропольский регион. В РГК также внедрена единая информационная система на базе ПТК «Газсеть». В промышленном и коммунальном секторах опрашиваются объекты:

- более 100 УУГ автоматически – удалённо посредством телеметрии;
- более 1500 УУГ в ручном режиме.

На текущем этапе продолжается внедрение счётчиков газа СМТ-Смарт и СМТ-Комплекс и в коммунально-бытовом секторе, и в бытовом (многоквартирные дома). Регион выступил главным инициатором включения в «Газсеть» системы разграничения прав доступа.

За последнее время к активным пользователям ПТК «Газсеть» добавились регионы: Ульяновск, Брянск, Самара, Новосибирск, ХМАО, Кострома, Волгоград, Белгород, Московская область, Дальний Восток и др.

Ведутся активные работы по внедрению ПТК «Газсеть» ещё в нескольких регионах: Краснодарский край, республика Чечня, Воронеж, Уфа, Санкт-Петербург, Чебоксары, Рязань, Тверь и др.

«Газсеть» хорошо принята пользователями и продолжает активно развиваться.

Непрерывно идёт сопровождение всех развёрнутых комплексов.

Постепенно увеличивается парк обслуживаемых УУГ, испытываются новые приборы учёта газа и системы телеметрии. Параллельно идёт модернизация оборудования, разработка и ввод новых версий ПТК, реализация дополнительных функций приложений по предложениям заказчиков.

Заключение

Теперь мы можем вернуться к основному утверждению статьи, приведённому в начале.

Мы продемонстрировали применимость IT-решения «Газсеть» для внедрения узлов учёта с умными приборами СМТ-Смарт или оборудованных любыми другими приборами учёта в интеллектуальную систему учёта газа верхнего, отраслевого или всероссийского, уровня. И мы пояснили, в чём, на наш взгляд, состоят преимущества многосегментной архитектуры общей системы.

Мы упомянули, что сверх этой важной функции по ретрансляции всех собранных данных от объектов учёта газа на самый верхний уровень, «Газсеть» способна выполнять в РГК роль Пульта управления региональным сегментом ИСУГ. Пульт предоставляет информацию и функциональные возможности для нормальной работы подразделений РГК, а также снабжает специалистов из районных филиалов и отделений метрологии крупных предприятий информацией из центральной БД. Предоставление доступа к данным и функциям осуществляется под контролем системы разграничения доступа.

Также упомянуты дополнительные достоинства и полезные свойства системы «Газсеть».

Среди важнейших плюсов:

- совместимость с умными счётчиками газа, а также с самыми популярными марками электронных корректоров, систем телеметрии;
- автоматическое считывание всей архивной первичной информации от УУГ;
- автоматический контроль полноты собираемых данных;
- автоматический контроль несанкционированного доступа к УУГ;
- оперативный диспетчерский контроль за качеством связи, исправностью оборудования и метрологическими параметрами газопотребления;

- детальный анализ критичных тревог;
- встроенные инструменты экспорта и трансляции данных в сторонние системы;
- лёгкость адаптации к требованиям заказчика;
- простота интеграции в ИС верхнего уровня, а также в любые сторонние ИС;

«Газсеть» изначально ориентирована на интеграционные задачи.

Программный комплекс включает в себе большой объём знаний о многих типах приборов учёта и систем телеметрии, коммуникационных протоколах, алгоритмах сбора данных по различным технологиям, тонкостях метрологии и других аспектах телеметрии и учёта газа. Эти знания накоплены в течение продолжительного периода времени, и воспроизвести их «с нуля» непросто.

«Газсеть» может служить не только сервером сбора данных, но и программным интерфейсом для удалённого управления компонентами, устройствами и приборами учёта, не влияющим на результаты измерений, выполняемых умными счётчиками газа.

Группа разработчиков «Газсети» открыта для сотрудничества в решении самых современных и перспективных задач по интеллектуальному учёту газа.

ПТК «Газсеть» адаптирован для работы с различными ИС верхнего уровня посредством программного компонента «Газсеть: Шлюз». Применение «Газсеть: Шлюз» согласовано с разработчиками программ верхнего уровня.

Выводы

ПТК «Газсеть» скрывает от пользователей сложность реализации автоматического сбора данных, протоколов передачи от разнородных приборов учёта и другие технические аспекты.

Продукт обеспечивает готовое решение и сопровождение целого комплекса технических вопросов. Среди них: пополнение номенклатуры типов приборов учёта и систем телеметрии, модернизация телекоммуникационных технологий, масштабирование сетей с ростом парка УУГ, реализация заказных форматов экспорта и отчётности, сопряжение с верхнеуровневой интеллектуальной системой учёта газа.

Вот почему мы считаем, что при помощи ПТК «Газсеть» возможно и выгодно реализовать Пульт Управления регионального сегмента ИСУГ, с помощью которого возможно консолидировать все информационные потоки между УУГ, сервером РГК, всеми службами-пользователями, а также гражданами-абонентами.

При использовании ПТК «Газсеть» в качестве регионального сегмента центральной ЕИСУГ верхнего уровня существуют преимущества и выгоды с точки зрения системной интеграции при строительстве всероссийской интеллектуальной системы учёта газа. Среди них: универсальная совместимость с оборудованием УУГ; уменьшение трафика, нагрузки на сети, экономия ёмкости серверов; повышение надёжности и бесперебойности ЕИСУГ за счёт распределённой архитектуры сбора данных; повышение оперативности при сборе данных на верхний уровень и при предоставлении данных региональным специалистам.

Литература

1. Федеральный закон N 522 от 27.12.2018 г. «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации»
2. «Типовые технические требования ООО «Газпром межрегионгаз» к бытовым счётчикам газа» (№ 81-Р/4 от «24» января 2020 г.)
3. Левандовский В.А., Охотин А. А. «Анализ содержания документа «Типовые технические требования ООО «Газпром межрегионгаз к бытовым счётчикам газа» и оценка соответствия счётчика СМТ Смарт данным требованиям»
4. Комиссаров С.Ю., Горбенко А.А., Кутовой Д.Ю., Веснин. В.И., «Создание Единого Информационного Пространства «Поставщик – Потребитель» в АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород» на базе ПТК «Газсеть». Решение вопроса безопасности бытовых потребителей при транспортировке газа и использовании ВДГО И ВКГО»
5. «WELMEC 7.2: 2019 Software Guide»
6. ISO/IES JTC1/SC27 Recommendations for a Strategy on European Cybersecurity Standardisation
7. CEN/CLC/ESTI/TR50572 Functional reference architecture for communication in smart metering system
8. EN 13757-1 Communications systems for meters. Dataexchange
9. ISO 27001 Information technology – Security techniques – information security management systems – Requirements
10. CEN/TR 16061 Gas meters. Smart gas meters

АВТОМАТИЗАЦИЯ УЧЁТНО – РАСЧЁТНЫХ ОПЕРАЦИЙ В СИСТЕМЕ ПТК «ГАЗСЕТЬ»



Авторы:

Андрей Викторович ЗОТОВ

разработчик ПТК «Газсеть»



Алексей Михайлович КЛУНИН

руководитель проекта ПТК «Газсеть»

Данная статья описывает технические предложения по организации интеллектуальной системы взаиморасчётов с бытовыми потребителями за газ.

Статья включает ретроспективный обзор методов и средств, применявшихся в последние 20 лет для взаиморасчётов региональных поставщиков газа с бытовыми потребителями природного газа. Аргументируется необходимость модернизации сложившейся схемы расчётов и предлагаются решения по созданию интеллектуальной системы взаиморасчётов.

Под интеллектуальной системой взаиморасчётов понимается такая система технологических решений, которая обеспечивает полную автоматизацию процессов передачи всей информации: во-первых, по учёту расхода газа, во-вторых, по оплате абонентом потреблённого газа. В такой системе все информационные потоки от счётчика до сервера и от сервера до пользовательского интерфейса абонента протекают в автоматическом режиме. Ручные операции минимизированы, а где возможно — полностью исключены.

Дополнительно абоненту предоставляются программные средства в виде веб-интерфейса или мобильного приложения, при помощи которых он может получать максимально оперативную, достоверную и подробную информацию по своему узлу учёта: хронологию потребления газа, историю платежей за газ, журнал сообщений. Данные программные средства образуют личный кабинет (ЛК), к которому абонент имеет авторизованный доступ. Всегда зная свой текущий баланс, абонент здесь же, в ЛК, может также и оплачивать за газ, совершая переводы денежных сумм со своего личного счёта на счёт поставщика.

Традиционная (ручная) система расчётов

Пока ещё довольно распространена ручная система взаиморасчётов за газ, потребляемый бытовыми абонентами (см. Рисунок 1).

Абонент-потребитель газа обязан ежемесячно передавать показания счётчика газа поставщику газа. Для снятия текущих показаний абоненту необходимо находиться на объекте газоснабжения, что не всегда удобно. Сняв показания, абонент может передать их поставщику. В настоящий момент чаще всего это осуществляется через личный кабинет на сайте газоснабжающей организации.

Кроме ввода показаний через личный кабинет на Интернет-сайте, каждый абонент может использовать другие официально утверждённые способы ручной передачи данных поставщику. Показания можно передавать: по телефону справочной службы, через sms-сообщения, через оператора на абонентском пункте газорасчётной организации, через почтовые ящики, которые установлены на каждом абонентском пункте, через счёт-квитанцию на оплату, при условии, что оплата произведена в установленные законодательством сроки передачи показаний счётчика.

Итак, допустим, показания от абонента переданы одним из много-

численных ручных способов в офис газорасчётной организации. Если данные поступили не через личный кабинет, то неизбежен ручной ввод оператором. После передачи показания счётчика сохраняются в базу данных учётной системы, где хранятся первичные данные от приборов учёта.

База данных первичных показаний предназначена для оперативного учёта газа, и она, как правило, не интегрирована с базой данных биллинговой системы. Импорт данных в биллинговую систему организуется каждой региональной газовой компанией своим индивидуальным способом, но нередко это производится через транспортные файлы. Например, оператор периодически выполняет интерактивную процедуру выгрузки данных в файлы с последующей и также интерактивной загрузкой этих файлов в базу данных биллинговой системы.

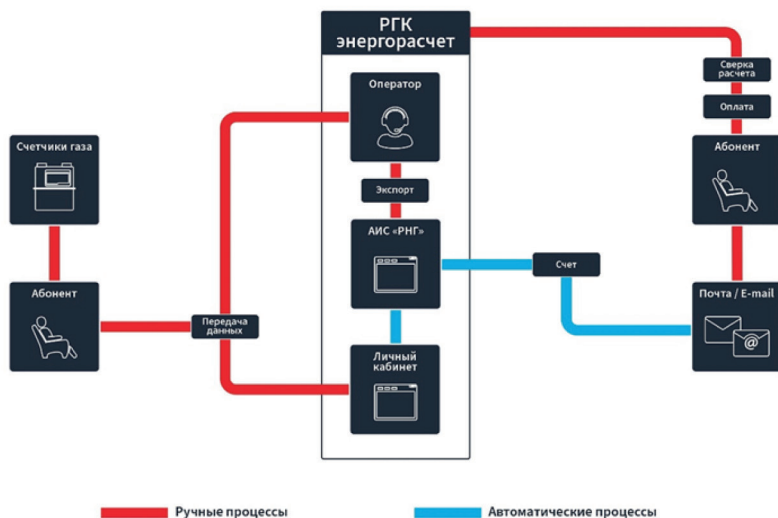


Рис. 1. Традиционная (ручная) система взаиморасчётов за газ

И, наконец, биллинговая система рассчитывает сумму к оплате согласно тарифному плану. Если в личном кабинете указан адрес электронной почты, то система сформирует и выполнит отправку

счёта-квитанции за потреблённый газ. Это, пожалуй, единственное звено в общем цикле передачи информации, которое работает полностью автоматически.

Абонент получает счёт-квитанцию, после чего он может произвести оплату. Как изменился баланс после оплаты, абонент сможет увидеть спустя некоторое время, например, в личном кабинете.

После выполнения абонентом оплаты следует этап сверки. Как только из банка приходит информация о поступлении платежа абонента на счёт поставщика, ответственный сотрудник газорасчётной организации проводит сверку расчёта, то есть проверяет, правильно ли произведена оплата, соответствует ли она начисленной сумме к оплате, как изменился баланс абонента и сумма долга, и можно ли подтвердить операцию взаиморасчётов как корректную.

Результатом ручной сверки является изменённый баланс и обновлённое состояние счёта абонента, дополнение истории платежей. В случае наличия задолженности выполняется её анализ, составляется акт сверки взаиморасчётов, и принимается решение о финансовых санкциях или других способах исполнения договорных обязательств.

Недостатки ручной системы

Большое количество ручных операций обуславливает низкую надёжность и недостаточную оперативность передачи данных по учёту потреблённого газа от абонента на сервер газорасчётной организации. Хорошо, если бы абоненты всегда передавали показания своих счётчиков газа своевременно и без ошибок. Но и операторы при вводе данных от абонента в биллинговую систему или при сверке расчётов также могут вносить искажения. В итоге абонент может получить счёт-квитанцию с заниженной или с завышенной суммой к оплате или с несправедливо начисленными пенями за задержку платежей.

Вследствие ненадёжного обмена информацией нередко возникают

разногласия и конфликтные ситуации. Газорасчётная организация вынуждена обрабатывать большой поток письменных претензий от абонентов. Только для этого нужно держать специальный штат сотрудников. Такое делопроизводство сопровождается выпуском большого количества бумажной документации, объёмной официальной перепиской, что требует немалых трудозатрат.

Абоненты могут длительно и безрезультатно ожидать удовлетворения своих претензий, после чего остаётся обратиться в жилищную инспекцию или в судебный орган. Ожидание справедливого разрешения конфликта в виде, например, возврата неправильно предъявленных к оплате сумм за непотреблённые объёмы газа, может тянуться месяцами.

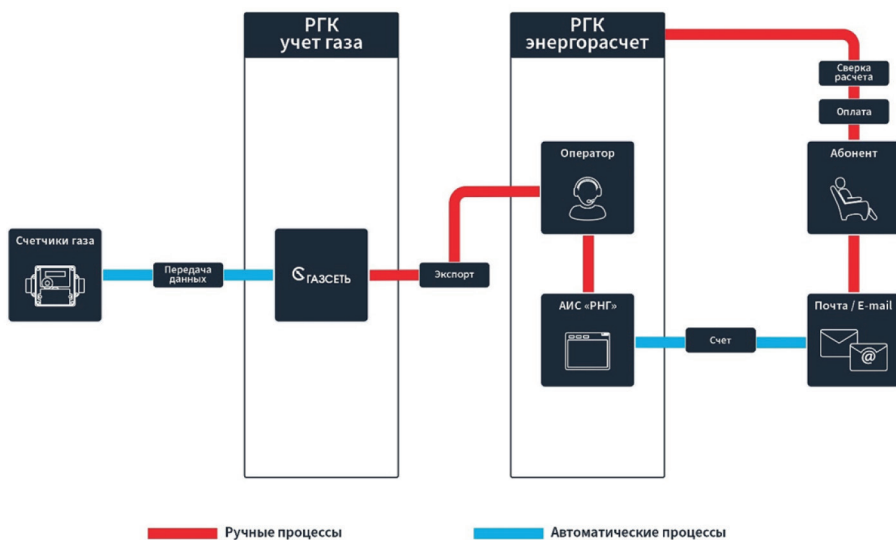


Рис. 2. Полуавтоматическая система расчётов

Даже несведущему очевидно: система информационного обмена с большим числом ручных звеньев и использованием бумажных носителей — это ветхая, затратная, неповоротливая и, в целом, неэффективная система.

Полуавтоматическая система расчётов

В полуавтоматической системе расчётов (см. Рисунок 2) исключается ручное звено «передача абонентом показаний счётчика в газорасчётную организацию». Это становится возможным в случае применения инновационных приборов учёта — «умных счётчиков газа». Счётчик, соответствующий новейшим требованиям ООО «Газпром межрегионгаз», имеет встроенный блок телеметрии, необходимый чтобы счётчик мог самостоятельно передавать показания на заданный сервер.

Сервер сбора данных может находиться в региональной газовой компании или в офисе другой уполномоченной компании, оказывающей информационные услуги по сбору данных от приборов учёта. После монтажа счётчика специалисты выполняют его инициализацию: настраивают счётчик и сервер таким образом, чтобы между ними был установлен автоматический канал связи по телекоммуникационным сетям.

После инициализации умного счётчика выполняется регистрация узла учёта в биллинговой системе. Ответственный сотрудник РГК, на основании заявления абонента, вносит все необходимые регистрационные данные узла учёта — адрес установки, тип и номер счётчика, начальные показания и т.д. — в биллинговую систему.

С момента регистрации умного счётчика потребитель уже не должен вручную передавать информацию о потреблении газа. Умный счётчик по заданному расписанию передаёт данные о потреблении газа в единую информационную базу данных.

Дальнейшие звенья передачи информации о потреблении газа аналогичны звеньям ручной системы. Диспетчер РГК в отчётную дату выполняет интерактивный экспорт — выгружает транспортный файл с данными о газопотреблении за отчётный период по всем узлам учёта выбранной группы. Сотрудник, ответственный за внесение показаний счётчиков газа, через специальное приложение импорти-

рует в биллинговую систему транспортный файл с данными о газопотреблении. В биллинговой системе автоматически формируются счёта на оплату за потреблённый газ и направляются абоненту.

Абонент получает счёт на оплату за потреблённый газ либо по электронной почте, либо в виде бумажной квитанции через почтовый ящик. Затем абонент может выполнить оплату. Наиболее удобный способ оплаты — через личный кабинет (ЛК) на сервере газоснабжающей организации. Также оплату можно выполнить через отделение банка или банкомат.

После выполнения абонентом оплаты следует ручной этап сверки. Сотрудник газорасчётной организации проверяет, правильно ли произведена оплата, как изменился баланс абонента (сумма долга). Если это возможно, операция взаиморасчётов подтверждается как корректно завершённая. При наличии задолженности принимается решение о финансовых санкциях.

Недостатки полуавтоматической системы

Полуавтоматическая система расчётов, в сравнении с ручной, более эффективна. Она обеспечивает надёжный канал автоматического сбора данных от узла учёта до БД оперативного учёта газа. Исключение человеческого фактора при передаче показаний счётчика в РГК способствует повышению надёжности, оперативности и достоверности сбора данных о газопотреблении.

В то же время наличие большого количества ручных операций по обработке технологической (потреблённые объёмы и нештатные ситуации) и финансовой (счета к оплате, платежи, задолженности) информации позволяет говорить о несовершенстве данной системы.

Причём неавтоматизированными остаются процедуры, исполняемые как абонентом, так и газопоставляющей организацией: передача данных оперативного учёта газа в биллинговую систему, получение счёта абонентом, оплата счёта абонентом, сверка взаиморасчётов.

Автоматическая система расчётов

Построение автоматической системы взаиморасчётов между поставщиком газа и абонентами бытового сектора газопотребления — это задача-минимум, которую необходимо решить при создании подлинно интеллектуальной системы расчётов. В первую очередь необходимо исключить все ручные операции, то есть операции, требующие интерактивного участия абонента или оператора.

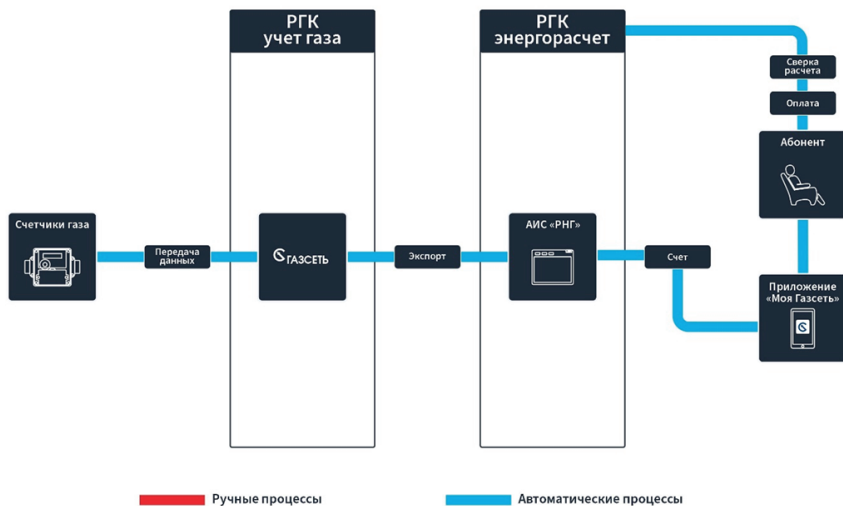


Рис. 3. Автоматическая система расчётов

Чтобы описание было предметным, приведём пример конкретной автоматической системы расчётов, разработанной в ООО «Техномер», которая проходит пилотные испытания в нескольких РГК. Система (см. Рисунок 3) построена с применением программно-технического комплекса «Газсеть», совместимого с умными узлами учёта газа «СМТ-Смарт».

Для включения нового узла учёта в автоматическую систему расчётов выполняют следующие этапы. Инициализация счётчика и сервера-

ра и регистрация узла учёта в системе — это те этапы, которые выполняют однократно. Последующие процедуры выполняются циклически, повторяясь в каждом отчётном периоде.

Инициализация. Счётчик СМТ-Смарт настраивают на автоматическую передачу данных на сервер «Газсеть» в офисе РГК. После инициализации информация от умного счётчика будет поступать на сервер регулярно и в полностью автономном режиме.

Регистрация. Контролёр РГК, на основании заявления абонента, вносит все необходимые регистрационные данные узла учёта — адрес установки, тип и номер счётчика СМТ-Смарт, начальные показания и т.д. — в биллинговую систему АИС «РНГ».

Экспорт. Служба, входящая в состав «Газсеть», предназначенная для экспорта данных в биллинговую систему, по наступлению отчётной даты формирует экспортный файл с данными о газопотреблении за отчётный период. Файл содержит посуточные данные о потреблённых объёмах, а также о длительности критичных нештатных ситуаций по каждому из УУГ с СМТ-Смарт, участвующих в биллинге. Это вся информация, необходимая для формирования счетов на оплату.

Импорт. Служба, представляющая собой расширение биллинговой системы, выполняет импорт данных из экспортного файла в АИС «РНГ». Биллинговая система сопоставляет тип и номер счётчика, введённый контролёром, с информацией из экспортного файла. В случае полного соответствия биллинговая система автоматически формирует счёт-квитанцию на оплату.

Выставление счёта. Счёт-квитанция в электронном виде поступает в личный кабинет абонента, о чём он оповещается в предпочтительной для него форме, получая либо push-уведомление на телефон, либо СМС-сообщение, либо электронное письмо.

Оплата счёта. Абонент может интерактивно оплатить электрон-

ный счёт-квитанцию и визуально проконтролировать корректность изменения своего баланса в соответствии с тарифом и историей показаний. Со временем, удостоверившись, что автоматическая расчётная система работает исправно, абонент может перейти на новый уровень доверия.

Например, можно будет настроить в ЛК режим автоматического списания рассчитанных сумм за газ с текущего счёта абонента. Таким образом, человеческий фактор абонента, с его же ведома, может быть полностью исключён из расчётной системы. Конечно, переход на автоматическую оплату за газ может совершиться только с добровольного согласия абонента-потребителя газа. И возвращение к ручному способу оплаты за газ по его же решению может быть выполнено в любое время.

Личный контроль абонента может неизбежно потребоваться только при возникновении проблем: финансовой санкции, отключении, аварии, и т.п. В любом случае, даже при незначительных отклонениях от нормы, через «Газсеть» абонент получает в ЛК все сообщения о событиях с пометкой уровня важности.

Сверка расчёта. Этап сверки взаимного расчёта абонента с поставщиком также полностью автоматизирован. Для этого в системе АИС «РНГ» применяется опция «автоматическая сверка счетов-фактур с контрагентом». Как только из банка в АИС «РНГ» приходит информация о поступлении платежа абонента, процедура сверки находит соответствующий платежу счёт-фактуру, автоматически формирует акт сверки и производит корректировку баланса.

В случае наличия задолженности или иных нарушений выполняется автоматический анализ и подготовка документации для принятия решений о финансовых или административных санкциях в отношении абонента. Оператор системы получит сообщение и готовый пакет документов для дальнейшей работы с должниками и штрафниками, которая уже неизбежно потребует участия ответственных сотрудников.

Диспетчерский и операторский контроль. Любая автоматическая система, сколь бы надёжна она ни была, требует развитой системы мониторинга и управления со стороны человека. На случай сбоев и отказов в системе должна сохраняться подробная журнальная информация, благодаря которой специалисты смогут установить источник проблем. С помощью системных журналов и гибкой системы настроек оператор сможет быстро восстановить работу автоматики либо принять решение о необходимых ремонтных работах.

Контроль оператора за штатной работой автоматических этапов, выполняемых биллинговой системой АИС «РНГ», имеет большое значение. Специалистам газорасчётной организации, безусловно, необходим эффективный «пульт управления», позволяющий наблюдать и настраивать автоматическую работу биллинговой системы.

В ПТК «Газсеть» автоматизированным рабочим местом диспетчера является приложение «Пульт диспетчера». С его помощью диспетчер может ежедневно контролировать штатную работу тысяч узлов учёта и нормальное функционирование автоматического сбора первичной информации по учёту газа. Любые нарушения тщательно протоколируются.

Пример внедрения в Нижегородская области

Первым полигоном, где внедрена и проходит пилотные испытания описанная автоматическая система расчётов, стала Нижегородская область. Здесь, на базе ООО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород», развёрнута масштабная сеть телеметрии с применением ПТК «Газсеть». Сегодня она охватывает порядка 85% крупных промышленных потребителей, около 50% коммунально-бытовых потребителей и пока менее 0,5% абонентов бытового сектора.

Специалисты РГК поставили перед разработчиками «Газсети» задачу по интеграции бытовых узлов учёта со смарт-приборами в

биллинговую систему 1С: АИС «РНГ». Был взаимно согласован формат передачи первичных данных газопотребления из базы данных «Газсети» в 1С: АИС «РНГ».

Интеграция реализована в двух режимах, интерактивном и автоматическом. В интерактивном режиме сначала пользователь выполняет выгрузку данных в экспортный файл требуемого формата. Затем следует также ручной импорт файла в биллинговую систему.

Во втором режиме оператор настраивает периодически исполняемую автоматическую передачу данных во внешнюю биллинговую систему. Передача осуществляется по заданному расписанию, например, ежемесячно в отчётный день. Ответный импорт информации на стороне биллинговой системы должен выполняться также автоматически, без привлечения оператора. За это отвечает специально разработанная служба, реализованная как расширение биллинговой системы, которая в фоновом режиме загружает экспортные файлы из «Газсети» в 1С: АИС «РНГ».

Заметим, что формат экспортного файла, а также алгоритм передачи данных между системами довольно просты и в тоже время универсальны: данный механизм применяется и для бытовых узлов учёта, и для расчётов по коммунально-бытовым и промышленным потребителям. Но для последних двух категорий объектов используется уже другая биллинговая система — 1С: АИС «Регионгаз».

Таким образом, предлагаемая схема взаиморасчётов работоспособна и может быть применена в любой РГК как стандартное решение автоматизации расчётов.

Заключение

Описанная в статье автоматическая система расчётов опирается на сбор точной информации по расходу природного газа, потребляемого населением. Новое поколение умных счётчиков обеспечивает автономную передачу данных учёта без привлечения людей-потребителей газа.

Автоматизация всех звеньев дальнейшей обработки и передачи информации о потреблении газа и оплате за него позволяет создать замкнутый цикл бизнес-процедур, выполняемых программно, без участия человека.

Преимущества автоматической системы расчётов

Преимущества для поставщика:

- повышение оперативности, достоверности передачи данных внутри цикла взаиморасчётов;
- высокая надёжность и эффективность автоматического цикла взаиморасчётов за счёт исключения ручных операций;
- уменьшение трудозатрат на ручную обработку информации с использованием бумажного документооборота;
- уменьшение расходов на претензионно-исковую работу и отключение потребителей;
- минимизация небалансов между поставленным и учтённым потреблённым объёмами газа.

Преимущества для абонента:

- простота выполнения оплаты за газ;
- комфортные условия информационного обслуживания;
- уменьшение числа разногласий с поставщиком газа;
- повышение уровня доверия к системе взаиморасчётов;
- повышение безопасности использования газового оборудования за счёт применения умных приборов учёта и личного кабинета абонента.

Предлагаемая автоматическая система расчётов между поставщиком и абонентами сети газоснабжения — это важный шаг к построению интеллектуальной системы взаиморасчётов. И это полностью соответствует намеченной в июне 2020 г. стратегической цели — внедрению в Российской Федерации интеллектуальных систем учёта реализуемого населению газа (ИСУГ).

МИКРОТЕРМАЛЬНЫЙ МЕТОД – НОВЫЙ ТРЕНД В ИЗМЕРЕНИИ ОБЪЁМА ПРИРОДНОГО ГАЗА



Автор:

Александр Александрович ОХОТИН

главный метролог ООО «Техномер»

Современные требования к конструкции бытовых счётчиков газа постоянно ужесточаются как применительно к их метрологическим характеристикам – расширению диапазона измерения, значению дополнительной температурной погрешности, наличию механизма пересчёта объёма газа, прошедшего через счётчик к стандартным условиям, так и к появлению дополнительных сервисных функций, связанных в первую очередь с необходимостью самодиагностики счётчика в процессе эксплуатации. В связи с этим большой интерес вызывают счётчики газа, построенные на альтернативных принципах измерения объёма газа. Отличительной особенностью подобных счётчиков является отсутствие каких-либо подвижных элементов конструкции, находящихся непосредственно в измеряемом газовом потоке, определяющих метрологические характеристики прибора с одной стороны и обязательное наличие в составе счётчика электронного устройства, осуществляющего обработку и отображение результатов измерений.

В связи с этим перспективным является применение методов измерения объёма природного газа, основанных на эффекте теплового воздействия на измеряемый поток. По характеру теплового взаимодействия с потоком тепловые расходомеры подразделяются на термоанемометрические и калориметрические (иное название – микротермальные). У этих методов есть некоторые общие черты. И тот и другой основаны на измерении эффекта теплового воздействия

на поток или тело, контактирующее с потоком. Расходомеры, построенные на основе данных методов, измеряют массовый расход потока газа, а их показания зависят от физических свойств измеряемой среды: плотности, динамической вязкости, теплопроводности, удельной теплоемкости. Т.к. данные методы используют тепловые свойства измеряемой среды, для работы в этих случаях необходимы нагреватели. В микротермальном расходомере нагреватель представляет собой отдельный самостоятельный элемент схемы, в то время как в термоанемометрическом расходомере функцию нагревателя выполняет чувствительный элемент, изменение сопротивления которого пропорционально измеряемому параметру.

Тепловые расходомеры измеряют массовый расход измеряемого газа, что является их большим достоинством. Массовый метод измерения позволяет автоматически получать объём газа, приведенный к стандартным условиям, что в настоящее время применительно к бытовым счётчиком газа является обязательным требованием.

В микротермальном расходомере входным измеряемым параметром является разность температур измеряемой среды. Чувствительный элемент микротермального датчика выполнен по MEMS – технологии, что обеспечивает надёжность и высокую повторяемость метрологических характеристик. На рис. 1 приведена диаграмма, поясняющая принцип его работы.

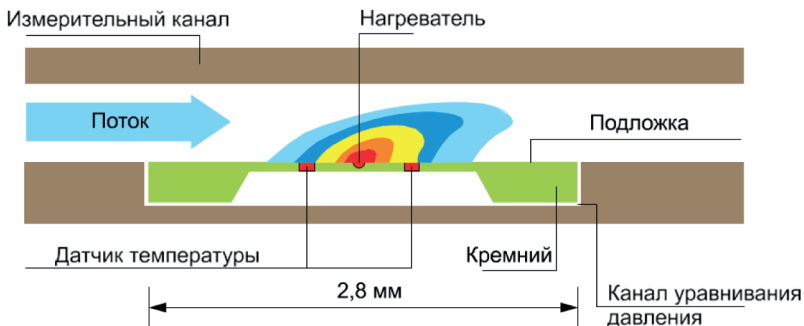


Рис.1

Чувствительный элемент состоит из нагревателя и датчиков температуры T1 и T2, расположенных до и после нагревателя по потоку газа. Все элементы расположены на единой кремниевой подложке.

Принцип действия микротермального датчика основан на нагреве потока измеряемого газа в области, непосредственно примыкающей к датчикам температуры T1 и T2. Распределение температурных полей, создаваемых нагревателем (heater) в потоке газа (flow) приведено на диаграмме рис.2.

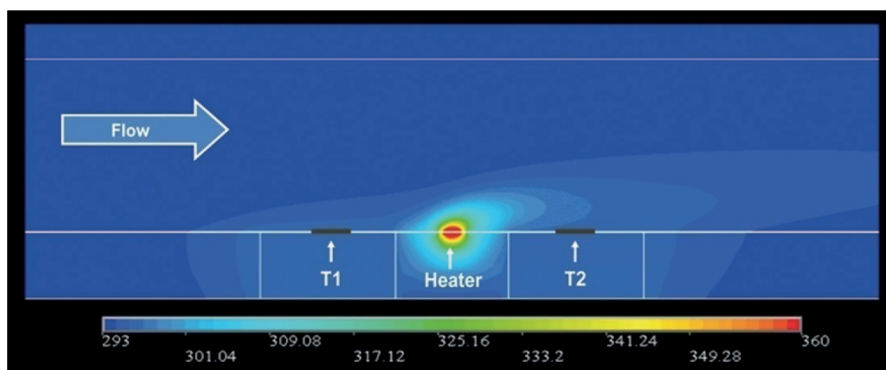


Рис. 2

Поток газа вызывает изменение эпюры распределения температур над поверхностью чувствительных элементов, что приводит к изменению значений температур, измеряемых датчиками температуры T1 и T2, расположенных до и после нагревателя. Полученная разница температур между двумя датчиками температуры служит в качестве выходного измеряемого сигнала, который, в свою очередь, является функцией массового расхода потока газа.

Данная закономерность описывается законом Кинга:

$$|T_2 - T_1| = C_1 + C_2 \times (A \times v \times \frac{T_{ст}}{T} \times \frac{P}{P_{ст}} \times \rho_{ст} \times c_p)^n$$

где

v - скорость потока (м/с)

A - площадь проточного канала, перпендикулярного скорости потока (м²)

c_p - теплоемкость в J/(кг×K)

$P_{ст}$ - стандартное давление (1013 мбар)

$T_{ст}$ - стандартная температура (T = 293,15°K)

$\rho_{ст}$ - плотность в кг/м³ при стандартных условиях

T_1 - температура потока до нагревателя

T_2 - температура потока после нагревателя

T - рабочая температура

P - рабочее давление

C_1, C_2 - константы

$n=0,5$

Микротермальный датчик позволяет с высокой точностью измерять расход газов или газовых смесей при предварительной калибровке непосредственно на измеряемой среде. На практике концентрации отдельных компонент природного газа могут меняться в широких пределах, в связи с чем используется способ калибровки на рабочей среде - «воздух» с последующей корректировкой полученных

результатов измерений применительно к текущим параметрам измеряемого природного газа.

Структурная схема алгоритма работы микротермального датчика приведена на рис.3.

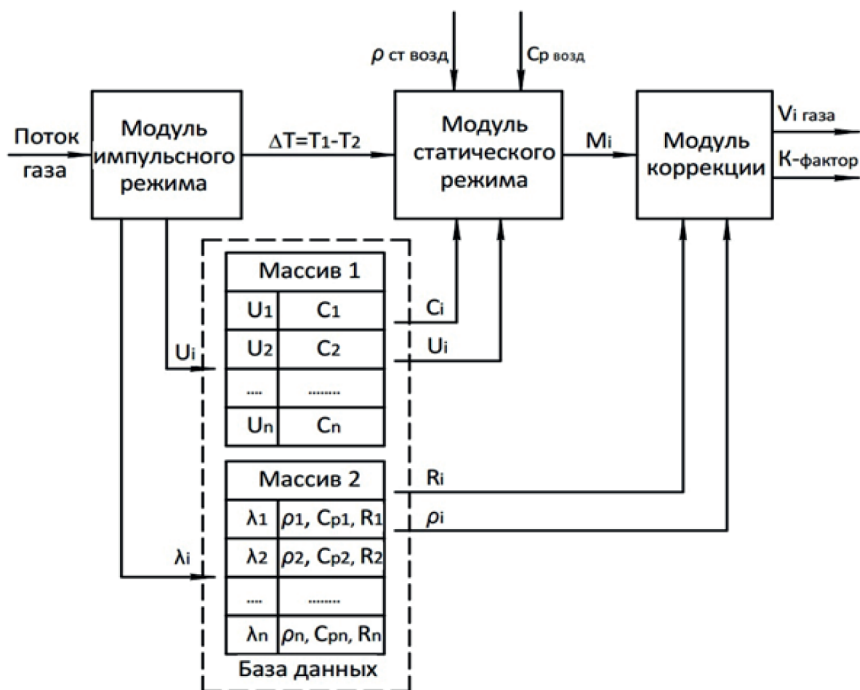


Рис.3. Структурная схема алгоритма работы датчика

Как видно из приведенной структурной схемы, в датчике используется последовательно два метода измерения: импульсный и статический; алгоритм импульсного режима измерения защищен патентом, принадлежащим разработчику – «AG Sensirion». Результатом импульсного метода является измеренное значение скорости u_i потока газа и параметр λ_i - теплопроводность измеряемого газа; результатом статического метода является величина массового расхода m_i газа; в

качестве исходных параметров газа для расчёта при этом используются значения плотности и удельной теплоемкости воздуха при стандартных условиях. На заключительной стадии из полученной величины массового расхода m_i для воздуха с использованием расчётного значения параметра R_i производится вычисление величины объёмного расхода V_i измеряемого газа, приведенного к стандартным условиям. Параметр R_i для каждого значения параметра λ_i вычисляется по формуле:

$$R_i = \rho_{ст\ i} \times c_{р\ i} / \rho_{ст\ воздуха} \times c_{р\ воздуха}$$

При выполнении вычислений датчик использует собственную базу данных, состоящую из массивов 1 и 2. Массив 1 содержит индивидуальные калибровочные коэффициенты C_i датчика, определяемые на этапе его калибровки при различных значениях расхода воздуха, приведенного к стандартным условиям. Массив 2 содержит параметры – плотность $\rho_{ст\ i}$ и удельную теплоемкость $c_{р\ i}$, а также расчётный параметр R_i для природных газов, отличающихся компонентным составом, включая процент содержания основной компоненты – метана. В массив 2 внесены данные для группы природных газов, соответствующих классам H, L и E по европейской классификации. Данные, входящие в массив 2, являются константами, не изменяющимися в процессе его калибровки. Вычисление промежуточных значений данных, содержащихся в массивах 1 и 2, производится с использованием метода наименьших квадратов.

Приведенный алгоритм работы микротермального датчика позволяет использовать при его калибровке в качестве рабочей среды воздух и сохранять полученные метрологические характеристики при переходе на рабочую среду – «природный газ», независимо от возможных вариаций его компонентного состава.

При этом выходной сигнал микротермального датчика пропорционален объёмному расходу газа V_i при стандартных условиях и не зависит от текущей температуры и давления измеряемого газа. Еще одной выходной величиной является так называемый К-фактор – обобщённый параметр, характеризующий качество измеряемого газа. Как видно из формулы закона Кинга, соотношение газа $\rho \cdot sr$ является ключевым параметром для теплового массового расходомера.

Обобщённый теплофизический параметр К-фактор определяется с учетом плотности и теплоёмкости измеряемого газа относительно воздуха, уровня концентрации основных компонентов природного газа и пределов числа Воббе в соответствии с Европейской директивой EN 437:2018. Численное значение данного параметра может быть использовано для определения качества природного газа, проходящего в настоящее время через счётчик, и его соответствия одной из групп – H, L или E – в зависимости от концентрации метана.

Основываясь на достоинствах микротермального метода измерения, предприятие «MeterSit» (Италия), начиная с 2016 г., осуществляет серийное производство бытовых и промышленных счётчиков газа типоразмеров G2, 5, G4, G6, G10 – G20, построенных на базе микротермального модуля. Аналогичный тип газового счетчика производит также предприятие «Diehl Metering GmbH» (Германия), причём только в Европе общий объем произведённых в 2016 – 2019 гг. счётчиков газа, основанных на микротермальном принципе измерения, составляет свыше 7 млн.шт. Приведённый перечень приборов, построенных на базе микротермального принципа измерения, также можно дополнить приборами Mass Flow Meter (MFM) Type 8710-7716 немецкой фирмы Burkert или серией приборов El-Flowprestige голландской фирмы Bronkhorst High-Tech. Таким образом, всё большее число известных западных фирм разрабатывают и продвигают на рынок счётчики газа, основанные на микротермальном принципе измерения.

Несомненно, этому процессу в дальнейшем будет способствовать то обстоятельство, что в настоящее время разработан и принят Европейским комитетом по стандартам единый Европейский стандарт CEN/TC237/WI00237040:2019 (E) “Thermal mass flowmeter based gas meters”, посвящённый теоретическому обоснованию применения микротермального метода измерения объёма природного газа, особенностям построения счётчиков газа, в которых используется данный метод измерения, а также различным видам испытаний, которым должны быть подвергнуты счётчики как на этапе их первичной сертификации, так и при выпуске из производства. Отдельно и очень подробно в данном документе рассмотрен вопрос о проверке сходимости результатов первичной калибровки счётчика на воздухе с последующей проверкой его метрологических характеристик на эталонах природного газа, соответствующих группам H, L и E по европейской классификации, принятой для природного газа, применяемого в Европе.

Основной перечень технических требований к характеристикам счётчика и пункты испытаний соответствуют требованиям Европейских регламентов OIMLR137-1&2 (E12) “Metrological and technical requirements” и EN 14236: 2018 “Ultrasonic domestic gasmeters”, однако во вновь разработанном стандарте имеются и важные дополнения. Рассмотрим более подробно наиболее важные дополнительные разделы, изложенные в данном документе.

Во вводной части стандарта уточняются требования и испытания для конструкции, производительности и безопасности счётчиков газа класса 1,5 с тепловым датчиком массового расхода. Данные требования относятся к счётчикам, имеющим одноосную коаксиальную измерительную трубку, которая используется для измерения объёмов газов 2го и/или 3го семейства, в соответствии с EN 437: 2018.

Данные счётчики имеют максимальное рабочее давление не более 0,5 бар и максимальный расход не более $160 \text{ м}^3 \cdot \text{ч}^{-1}$ в диапазоне минимальных температур окружающей среды от -10°C до $+40^\circ\text{C}$ и температур газа, указанных производителем.

Измеряемым параметром является приведённый к стандартным условиям объём газа, прошедшего через счётчик.

Приведение измеренного объёма к стандартным условиям должно осуществляться счётчиком без использования данных, полученных от других средств измерений, что соответствует определению «прямой метод измерения». По своим метрологическим характеристикам счётчики должны соответствовать классу 1,5, что аналогично требованиям, изложенным в ГОСТ Р 8.915-2016.

В соответствии с требованиями п.4.6 стандарта производитель должен указать диапазон газов, на который рассчитан счётчик, с учётом семейства газов, приведённых в Приложении А стандарта.

В связи с тем, что калибровка счётчика должна производиться на воздухе, счётчик также должен быть рассчитан на работу на воздухе. Таким образом, счётчик подлежит испытанию на средах:

- а) воздух;
- б) испытательные газы, типы которых приведены в Приложении В.

Для обеспечения повторяемости результатов измерений в п.5.1 приведено требование о необходимости синхронизации начала и окончания периодов испытаний (с испытательным оборудованием) согласно спецификации производителя, например, через гальваническое соединение или оптический порт.

Любой сбой в синхронизации испытательного оборудования с тестируемым счётчиком может привести к ошибке, которая рассчитывается следующим образом:

$$\delta_{\%}^{\text{MAX}}(\tau, t) = 2 \cdot \frac{\tau}{t} \cdot 100$$

где:

t – максимальное время выборки тестируемого счётчика в секундах

t – продолжительность испытания в секундах

Если t не указано производителем, в расчётах используется значение $t = 2$.

Счётчик должен иметь режим, обеспечивающий разрешение по объёму не менее $0,1 \text{ дм}^3$.

Счётчик должен иметь режим быстрой выборки с временем выборки не более $0,5 \text{ с}$.

В соответствии с требованиями п.5.4 отклонение характеристики счётчика на рабочей среде - «природный газ» должно быть не более 30% по отношению к аналогичной характеристике на рабочей среде – «воздух», оставаясь при этом в поле допуска, соответствующего классу 1,5.

Если счётчик предназначен для работы только в одном направлении, то при проведении испытания на реверс потока газа не должно происходить увеличение или уменьшение регистрируемого объёма.

Если счётчик предназначен для измерения обратного потока, то в соответствии с п.5.10.2 в ходе испытания должно отображаться прохождение тестового объёма. При этом в соответствии с требованиями п.5.8.2.3 должна быть проведена проверка идентичности метрологических характеристик счётчика для знакопеременных измеряемых потоков с нулевым и ненулевым средним значением расхода.

Согласно п. 5.7, должна быть выполнена проверка на невосприимчивость к загрязнениям в потоке газа (проверка на пыль). После проведения испытаний величина дополнительной погрешности измерения счётчиком прошедшего объёма газа должна быть не более +0,5%.

Процедура проверки измерения объёма при неустановившемся (импульсном) измеряемом потоке описана в п. 5.13. В процессе данных испытаний поток газа должен дискретно меняться от нуля до заданного установившегося значения. Длительность фаз нулевого и ненулевого расхода должна быть равной, а время проверки не должно превышать 20 мин. Для разных вариантов тестового прогона разница между совокупным объёмом по завершении тестовых прогонов не должна превышать одну треть или две трети от общего диапазона предельно допустимых погрешностей, соответствующих классу счётчика 1,5.

Испытания на влияние функции радиосвязи на метрологические характеристики счётчика описываются в п. 11.2. Если в счётчике установлен модуль радиосвязи, функции связи не должны оказывать влияния на метрологическую точность. При проведении испытания разница средних погрешностей не должна превышать 0,3%.

И, наконец, в Приложениях А, В стандарта приведены основные физические свойства газов, используемых при проверке работоспособности тепловых массовых расходомеров, изложены критерии отбора и приведены компонентные составы газов контрольной и рабочей групп, в том числе параметры плотности и теплоёмкости по отношению к воздуху для групп газов, соответствующих H, L и E типам, соответствующих требованиям ISO 12213-2: 2006.

В заключение следует отметить, что разработка и принятие нового стандарта будет играть важную роль в дальнейшем продвижении микротермального метода измерения объема природного газа. Данное в стандарте теоретическое обоснование микротермального метода измерений переводит его в разряд стандартных методов, таких, как ультразвуковой, турбинный или диафрагменный, подчёркивая при этом его важные отличия, дающие счётчикам, построенным на базе данного метода, целый ряд новых важных функций, многие из которых не могут быть реализованы с помощью ранее применяемых методов измерений.

АНАЛИЗ СОДЕРЖАНИЯ ДОКУМЕНТА «ТИПОВЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ ООО «ГАЗПРОМ МЕЖРЕГИОНГАЗ» К БЫТОВЫМ СЧЁТЧИКАМ ГАЗА»



Авторы:

Владимир Александрович ЛЕВАНДОВСКИЙ

директор по развитию ООО «Техномер»



Александр Александрович ОХОТИН

главный метролог ООО «Техномер»

Как известно, в декабре 2018 года в Правительстве РФ прошло совещание, темой которого было развитие интеллектуальных систем учёта (ИСУ) электроэнергии. По результатам совещания было дано поручение Минэнерго, Минэкономики и ФАС проработать вопрос применения «умных счётчиков» с целью последующего внедрения ИСУ на газ. Согласованные предложения по ИСУ на газ министерства должны были представить в Правительство до 1 марта 2019 года.

В последовавших за принятием данного решения публикациях много говорилось относительно так называемых «умных счётчиков газа», которые якобы уже производятся серийно и могут работать в составе ИСУ газа. Однако непонятно, о каких серийно выпускаемых «умных счётчиках» можно было говорить, если на то время отсутствовали согласованные и утверждённые требования, предъявляемые к приборам учёта для работы в составе ИСУ на газ?

Ситуация изменилась только после утверждения распоряжением ООО «Газпром межрегионгаз» от 24 января 2020г. N 81-Р/4 документа – «Типовые технические требования ООО «Газпром межрегионгаз» к

бытовым счётчикам газа» [1]. В данном документе впервые сформулированы требования к приборам, предназначенным для работы в составе интеллектуальных систем измерения и учёта газа, причём это касается не только метрологических характеристик средств измерений, но значительная часть требований связана с вопросами защищённости результатов измерений от различных внешних воздействий, а также требования к режимам самодиагностики приборов. Отдельно в достаточно общем виде были изложены основные требования к каналам удалённой передачи данных, наличие которых является обязательным требованием к приборам учёта, работающим в составе ИСУ.

Таким образом, в результате были представлены единые корпоративные технические требования ООО «Газпром межрегионгаз» к приборам учёта расхода газа, предназначенным для работы в составе интеллектуальных систем учёта. Во многом аналогичные требования содержатся в ряде документов, принятых в Европе: CEN/TR16061 «Gasmeter - Smart gasmeter», CEN/CLC/ETSI/TR50572 «Functional reference architecture for communications in smart metering systems», EU2019/553 «Comission recommendation (EU) of april 2019 on cybersecurity in energy meter».

Рассмотрим основные требования к счётчикам газа, содержащиеся в разработанном документе.

Так, важным и во многом определяющим является требование по приведению измеренного объема газа к стандартным условиям: температуре +20 град.С и давлению 101,325кПа (пункт 5.1.1. «Требований»). Указанная формулировка полностью соответствует требованиям, изложенным в п.7.1 Приказа Минэнерго России от 15.03.2016 № 179 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, выполняемых при учёте используемых энергетических ресурсов и обязательных метрологических требований к ним, в том числе показателей точности измерений» [2]. При этом согласно п. 5.1.10 «Требо-

ваний» процедура приведения к стандартным условиям должна распространяться не только на объем, но и на измеренное значение мгновенного расхода газа - параметр, реализация которого для большинства конструкций счётчиков газа может оказаться невыполнимой.

Пункт 5.1.2 «Требований» предусматривает возможность задания давления измеряемого газа как условно-постоянную величину. Можно ли считать, что в таком случае будут выполнены требования по приведению объёма газа к стандартным условиям? Определение для термина «стандартные условия» даётся в ГОСТ Р 56333-2015 «Газы горючие природные. Стандартные условия измерения и вычисления физико-химических свойств» п.4.1: «Стандартными условиями определения физико-химических свойств горючего природного газа являются:

- температура 293,15K (20,0°C) ;
- давление 101325 Па (760 мм рт.ст.).».

Недопустимо вычленять только один параметр (например, температуру), условия определения объёма газа при взаимных расчетах с потребителями должны выполняться при учёте всех перечисленных параметров. Любой другой объём газа, пересчитанный, например, только с учетом температуры, не может считаться приведённым к стандартным условиям. А тогда к какому, собственно, типу можно отнести счетчики с коррекцией по температуре? Воспользуемся формулировками из ГОСТ Р 8.915-2016 «Счётчики газа диафрагменные». Согласно п.6.3.1 «Счётчик газа должен автоматически приводить измеренное количество прошедшего через него газа к температуре +20°C. Устройство (датчик) коррекции должен располагаться внутри корпуса счётчика в потоке газа». Данная формулировка показывает, что подобные счётчики не отвечают требованиям пп.7.1, 7.2 Приказа Минэнерго России от 15.03.2016 № 179.

Ранее в статье [3] было показано, что применение подобного метода не только не соответствует требованиям целого ряда ГОСТов, но и прямо нарушает требования Федерального закона № 102 «Об

обеспечении единства измерений» ст.9 п.2 «Конструкция средств измерений должна обеспечивать ограничение доступа к определённым частям средств измерений (включая программное обеспечение) в целях предотвращения несанкционированных настройки и вмешательства, которые могут привести к искажениям результатов измерений». Фактически требование о необходимости корректировки в процессе эксплуатации подстановочного значения давления, введённого производителем в счётчик на этапе производства до выполнения процедуры первичной поверки, означает вмешательство в работу счётчика, которое может привести к искажению результатов измерений.

Пункт 5.1.7. «Требований» устанавливает пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений объёма счётчиком газа на уровне не хуже $\pm 3\%$. Данное значение аналогично приведённому в ГОСТ Р 8.915-2016 «Счётчики газа объёмные диафрагменные», однако, наряду с величиной основной погрешности, в упомянутом ГОСТе нормируется и величина дополнительной относительной погрешности: не более 0,4% на каждые 10 град.С от границ стандартного диапазона температур. В чём заключается необходимость нормирования величин дополнительных относительных погрешностей? Дело в том, что и в упоминавшемся ранее Приказе Минэнерго России № 179 и в ГОСТ Р 8.741-2019 «Объём природного газа. Общие требования к методикам измерений» (см. п.7.1) нормированию на уровне не хуже $\pm 4\%$ подлежит полное значение погрешности измерений, причём эта величина, в соответствии с п. 7.7 ГОСТ Р 8.741-2019 должна оцениваться с учётом:

- основной погрешности средства измерений (СИ);
- дополнительных погрешностей СИ при наибольших отклонениях внешних влияющих величин от нормальных значений;
- дополнительной погрешности от принятия величин за условно-постоянный параметр;
- других составляющих погрешности.

В зависимости от особенностей конструкции конкретного типа

счётчиков газа, к дополнительным погрешностям измерения могут относиться: дополнительная погрешность от изменения температуры измеряемого газа или температуры окружающей среды, величина отклонения подстановочного значения атмосферного давления от его фактического значения, вариации избыточного давления измеряемой среды, а также влияние на результат измерения объёма природного газа внешних воздействий, например, вибрации или внешнего магнитного поля.

Таким образом, без нормирования перечисленных выше величин дополнительных погрешностей невозможно оценить величину полного значения погрешности измерения, а также численное значение относительной расширенной неопределённости измерений – параметра, необходимого при выполнении метрологической аттестации проекта установки средства измерения, процедуры, выполняемой согласно п.3 статьи 5 Федерального закона №102 «Об обеспечении единства измерений». А без документа о метрологической аттестации проекта не может быть допущен к эксплуатации ни один вновь вводимый пункт учёта газа.

Пункт 5.1.11 «Требований» содержит требования к устойчивости счётчиков газа при воздействии внешних магнитных полей. Аналогичные требования содержатся, например, в ГОСТ Р 8.915-2016, однако ни в одном из упомянутых документов не регламентируются критерии качества работы счётчика во время и после окончания воздействия внешнего магнитного поля. Согласно ГОСТ 29280-92 (МЭК 1000-4-92), подобных критериев может быть несколько: А, В, С или D, однако счётчик газа, предназначенный для длительной автономной работы в необслуживаемом режиме и передающий по беспроводным линиям связи результаты измерений в ИСУ верхнего уровня, по-видимому, должен соответствовать только критерию А, что означает: «В период воздействия и после прекращения помех изделие обеспечивает нормальное функционирование в соответствии со стандартами или ТУ». Все остальные критерии качества допускают нарушение функционирования изделия во время или после оконча-

ния помехи, вплоть до полного выхода испытуемого изделия из строя. И если счётчик соответствует критерию качества А, что должно быть подтверждено на этапе его сертификационных испытаний, то выполнение п.5.2.5 «Требований», в котором говорится относительно необходимости применения в счётчике датчика внешнего магнитного поля, для подобного счётчика, по-видимому, не является обязательным.

Отдельно следует остановиться на необходимости реализации в счётчиках режимов самодиагностики, которые предназначены не только для выявления отказов в его работе, но и обнаружения различных ситуаций, связанных с нарушением условий эксплуатации. Подобное требование к счётчикам газа, производимым в России, предъявляется впервые. Исходя из того, что счётчик газа, предназначен для длительной автономной работы в необслуживаемом режиме, наличие режима самодиагностики может обеспечить не только своевременное выявление аварийных ситуаций в работе счётчика, но определить и зафиксировать различные внешние воздействия, которые могут привести к отказам в его работе. В п. 5.2.7. «Требований» приведен перечень возможных неисправностей, нестандартных ситуаций и событий, которые должны выявляться с помощью системы самодиагностики счётчика, фиксироваться в его энергонезависимой памяти и передаваться на сервер оператора обслуживающей организации во время очередного сеанса связи. Приведённый перечень содержит описание достаточно полного набора событий и нестандартных ситуаций, с помощью которого можно объективно оценить работу счётчика, условия его эксплуатации, а также своевременно проводить его техническое обслуживание. Отдельно следует отметить, что впервые к конструкции счётчиков газа предъявлены требования по защите от умышленных действий, направленных на искажение как результатов измерений объёма газа, так и искажения данных, содержащихся в архивной памяти счётчика. К таким мерам следует отнести обязательное наличие датчика вскрытия батарейного отсека счётчика, фиксация выхода из строя или разрыв цепей составных частей счётчика и нарушение целостности (вскрытие корпуса счётчи-

ка газа) с последующей блокировкой работы счётчика. Последнее требование связано с тем, что при вскрытии корпуса счётчика будет нарушена целостность пломб производителя и органа ЦСМ, осуществлявшего поверку счётчика, - первичную, после выпуска счётчика из производства, или очередную.

При наличии запорного клапана, встроенного в конструкцию счётчика, п. 5.4.2. «Требований» предусматривает диагностику наличия расхода в закрытом состоянии клапана, при определении которого счётчик должен фиксировать данное событие в памяти и передавать сообщение по беспроводному каналу связи на сервер оператора.

Требования к системе передачи данных счётчика приведены в разделе «Требования к телеметрии».

Так в п.6.1 «Требований» сказано, что система телеметрии должна являться неотъемлемой частью счётчика, устанавливаемой непосредственно в его корпус. Выполнение данного требования существенно повышает надёжность работы канала телеметрии, исключая возможность несанкционированных действий с целью нарушения в режиме передачи данных.

Пункты 6.2 – 6.7 «Требований» регламентируют выбор технологии передачи данных счётчиком, содержание и объём данных, передаваемых по каналу телеметрии, режим передачи данных (не реже 1 раза в сутки), а также в общем виде содержат требования по совместимости форматов передаваемых счётчиком данных с системами учёта поставщика газа.

Следует остановиться на п. 6.4 «Требований», в котором приведена рекомендация о возможности дистанционного обновления программного обеспечения счётчика, требования достаточно спорного. Для каких целей может быть необходима корректировка программного обеспечения счётчика уже в процессе его эксплуатации, и, вообще, возможна ли она в случае серийно выпускаемого счётчика, к тому же находящегося в эксплуатации? Как известно,

программное обеспечение (ПО) средств измерений, а счётчик газа относится именно к подобному классу приборов, как правило, делится на метрологически значимую и незначимую части. Внесение каких-либо изменений в метрологически значимую часть ПО прямо противоречит п. 6.2.3 ГОСТ Р 8.883-2015 «Программное обеспечение средств измерений. Алгоритмы обработки, хранения, защиты и передачи измерительной информации. Методы испытаний», в котором сказано:

- После испытаний программного обеспечения (ПО) метрологически значимая часть ПО средства измерения (СИ) не должна изменяться. Любая модификация метрологически значимой части ПО СИ приводит к изменению его идентификационных данных и к необходимости проведения повторных испытаний с целью утверждения типа СИ.

К корректировке метрологически значимой части ПО можно отнести и изменение условно-постоянных величин, введённых на этапе сертификации или поверки счётчика. Действительно, если произведённая корректировка подстановочных величин (например, абсолютного давления газа, его температуры или плотности) приводит к изменению погрешности измерения объёма газа, приведенного к стандартным условиям, то подобные действия равносильны модификации метрологической части ПО средства измерения. Фактически нет никакой разницы в том, менять ли только калибровочную характеристику счётчика газа или вводить новые подстановочные значения – и то и другое приведёт к изменению величины относительной погрешности измерения объёма газа. Такие действия прямо нарушают требование неизменности метрологически значимой части ПО, а именно той его части, которая может оказывать влияние на метрологические характеристики средства измерения – см. ГОСТ Р 8.654-2015 «Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения».

К метрологически значимой части ПО относятся все его части, манипулирующие с данными, полученными при измерениях. Так в

соответствии с ГОСТ Р 8.654-2015 п. 4.7.2.4 «Части ПО, обрабатывающие данные для последующего хранения или передачи по сетям коммуникации, а также выполняющие проверку подлинности, целостности или времени получения данных, относятся к метрологически значимым». Более того, сам интерфейс, который принимает и передает команды или данные, должен быть предназначен для этой цели и может управляться только посредством метрологически значимой части ПО – см. п.4.4.2.4. упомянутого ГОСТа.

Как видим, модификация ПО средства измерений уже на этапе эксплуатации не оставляет возможностей для какой-либо модернизации прибора ни с целью улучшения его метрологических характеристик, ни с целью расширения его функциональных возможностей. А с учетом того, что в п. 6.4 «Требований» речь идет о дистанционном (т.е. с использованием канала передачи данных между счётчиком газа и программой ИСУ верхнего уровня) способе обновления ПО счётчика, сама возможность реализации данной процедуры в счётчике принципиально во многом будет зависеть от возможностей ПО ИСУ.

В заключение следует отметить, что «Типовые технические требования ООО «Газпром межрегионгаз» к бытовым счётчикам газа» являются законченным, целостным документом, в котором впервые в РФ сформулированы общие требования к счётчикам газа, предназначенным для работы в составе интеллектуальной системы учёта. Данные требования не привязаны к какому-либо конкретному способу измерения объёма газа или типу счётчика; в определённой степени они представляют собой некий компромисс между возможностями счётчиков газа, выпускавшихся ранее, и современными счётчиками, построенными на базе новых принципов измерения, в которых многие из свойств, приведённых в «Требованиях» были заложены уже на этапе разработки.

В таблице 1 приведены сравнительные данные о характеристиках счётчика СМТ-Смарт и степени их соответствия основным требованиям, изложенным в «Типовых технических требованиях ООО «Газпром межрегионгаз» к бытовым счётчикам газа».

Таблица 1

№ п/п	Содержание пункта	Характеристики счётчика СМТ-Смарт	Примечание
5.1.1	Приведение измеренного объёма газа к стандартным условиям	Соотв. требованиям	
5.1.2	Возможность задавать давление как условно-постоянную величину	Для приведения счётчиком объёма к стандартным условиям не требуется	Показания счётчика не зависят от давления измеряемого газа
5.1.3	Рабочее избыточное давление не менее 5 кПа	Рабочее избыточное давление 15 кПа	
5.1.4	Проверка герметичности- не ниже 15 кПа	Проверка герметичности ниже 50 кПа	
5.1.5	Порог чувствительности не менее 0,002 Qном	Соотв. требованиям	Соотв. требованиям ГОСТ Р 8.915-2016
5.1.6	Рабочий диапазон температур окружающей среды от минус 40град.С до плюс 55 град.С	Соотв. требованиям	
5.1.7	Предел основной относительной погрешности не более $\pm 3\%$	Соотв. требованиям - величина дополнительной температурной погрешности не хуже 0,4% на каждые 10 град.С - полная относительная погрешность не хуже $\pm 3,4\%$	Соотв. требованиям ГОСТ Р 8.915-2016, ГОСТ Р 8.741-2019, Приказ Минэнерго РФ № 179 от 15.03.2016
5.1.10	Перечень информации, отображаемой на табло прибора	Соотв. требованиям	
5.1.11	Устойчивость к воздействию внешних магнитных полей	По устойчивости к действию внешних магнитных полей счётчик соответствует группе качества А по ГОСТ 29280-92 (МЭК 1000-4-92)	Внешнее магнитное поле не оказывает влияния на работоспособность и метрологические характеристики счётчика
5.2.1	Защита корпуса от посторонних предметов, пыли и воды.	Степень защиты IP65	ГОСТ 14254-96
5.2.6	Сохранность информации о нештатных ситуациях за весь срок эксплуатации счётчика	Соотв. требованиям	
5.2.7	Перечень неисправностей и нештатных ситуаций	Соотв. требованиям	Доп. контролируемые параметры: Реверс потока газа; Контроль работоспособности клапана; Двухзонный контроль степени разряда батареи телеметрии; Двухзонный контроль степени разряда батареи счётчика; Состав измеряемого газа не соответствует природному газу; Контроль наличия встроенной SIM-карты
6.1	Узел телеметрии должен быть встроен в корпус счётчика	Соотв. требованиям	
6.2	Долже быть обеспечен выбор технологий передачи данных	Используются режимы GSM, GPRS, NB-Iot	
6.3	Должна быть обеспечена передача данных и управление счётчиком через ПУ	Для передачи данных и управления может использоваться оптический канал связи	
6.5	Режим передачи и объём передаваемых данных	Соотв. требованиям	
6.6	Режим передачи данных о возникших нештатных и аварийных ситуациях	Соотв. требованиям	
6.7	Интеграция с учётными системами поставщиков газа	Соотв. требованиям	При работе счётчика совместно с ПО "Газетъ: Экстра" передаваемые данные интегрируются во все системы учёта, применяемые поставщиками газа

Данные, представленные в таблице, позволяют сделать вывод о том, что счётчик СМТ-Смарт соответствует основным требованиям, предъявляемым к приборам учёта расхода газа, предназначенным для работы в составе ИСУ газа, а по ряду параметров – превосходят данные требования.

Литература

1. «Типовые технические требования ООО «Газпром межрегионгаз» к бытовым счётчикам газа»

2. Приказ Минэнерго России от 15.03.2016 № 179 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, выполняемых при учёте используемых энергетических ресурсов и обязательных метрологических требований к ним, в том числе показателей точности измерений»

3. Левандовский В.А., Охотин А.А. «Вопросы метрологической аттестации и соответствия счётчика СМТ-Смарт требованиям новой редакции ГОСТ Р 8.741-2019»

ВОПРОСЫ МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ АТТЕСТАЦИИ И СООТВЕТСТВИЯ СЧЁТЧИКА СМТ-СМАРТ ТРЕБОВАНИЯМ НОВОЙ РЕДАКЦИИ ГОСТ Р 8.741-2019.



Автор:

Александр Александрович ОХОТИН

главный метролог ООО «Техномер»

В связи с тем, что в настоящее время в ряде регионов от опытной эксплуатации счётчиков СМТ-Смарт перешли к разработке и утверждению проектов их установки у потребителей, вновь поднимаются вопросы о прямом методе измерений, реализованном в счётчике, и в связи с этим возможности применения данного типа счётчика в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, а также процедуре метрологической аттестации данных проектов с помощью программного комплекса «Расходомер ИСО» модуль «ГОСТ Р 8.740-2011».

Требования к методикам измерений регламентированы Федеральным законом N 102 «Об обеспечении единства измерений», п.1 статья 5:

«Измерения, относящиеся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, должны выполняться по аттестованным методикам (методам) измерений, за исключением методик (методов) измерений, предназначенных для выполнения прямых измерений, с применением средств измерений утвержденного типа, прошедших поверку».

Далее п.2 статьи 5 Федерального закона уточняет особенности аттестации методик измерений применительно к процедуре прямых измерений: «Методики (методы) измерений, предназначенные для

выполнения прямых измерений, вносятся в эксплуатационную документацию на средства измерений. Подтверждение соответствия этих методик (методов) измерений обязательным метрологическим требованиям к измерениям осуществляется в процессе утверждения типов данных средств измерений».

Что следует относить к прямым измерениям? Формулировка приведена в п.19 статьи 2 Федерального закона: «Прямое измерение - измерение, при котором искомое значение величины получают непосредственно от средства измерений».

Казалось бы, данное определение исключает саму возможность какого-либо толкования формулировки Закона, однако на практике часто приходится сталкиваться с попытками дать собственную интерпретацию определения прямого метода измерений.

Попробуем пояснить, почему в счётчике СМТ-Смарт используется именно прямой метод измерения, так сказать, от противного – используя определение для косвенного метода измерений, к которому вопросов никогда не возникает. Итак, косвенное измерение – это измерение, при котором значение искомой величины определяется пересчётом результатов прямых измерений величин, связанных с искомой величиной известной нам зависимостью.¹

В соответствии с данным определением в счётчике СМТ-Смарт не используется косвенный метод измерения, т.к. искомая измеряемая величина – объём газа, приведённый к стандартным условиям, – получается непосредственно от данного средства измерения без привлечения результатов других прямых измерений, внутренних или внешних.

Наконец, официальная позиция Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт РФ) по этому и другим вопросам содержится в письме за подписью Начальника управления метрологии Д.В. Гоголева (вх.№ 22831-ДГ/04 от 06.12.2019 г.), а также в ответе Государственного научного метрологического

центра ФГУП «ВНИИР» за подписью первого заместителя директора по научной работе В.А. Фафурина (вх. N 4885/02-13 от 11.12.2019 г.).

В указанных документах констатируется, что в счётчике СМТ-Смарт, в соответствии с п.19 статьи 2 Федерального закона от 26.06.2008 N102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений», используется прямой метод измерения объёма природного газа, приведённого к стандартным условиям. Указанный тип счётчика является средством измерений утвержденного типа и в связи с этим может применяться в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений.

Так как Госстандарт РФ является высшей инстанцией в вопросах метрологии, считаем, что разъяснения, содержащиеся в полученном официальном ответе, закрывают дискуссию относительно применения прямого метода измерений в счётчике СМТ-Смарт.

Основной вопрос, возникающий на этапе метрологической аттестации проектов по установке счётчиков СМТ-Смарт, – каким образом для данного счётчика должен производиться расчет величины расширенной неопределенности измерений. Содержание данного понятия раскрывает ГОСТ Р 54500.3.1 «Неопределённость измерения. Руководство по выражению неопределённости измерения», в котором описывается процедура расчёта относительной расширенной неопределённости измерения при выбранном коэффициенте охвата.

Рассмотрим пример расчёта относительной расширенной неопределённости на примере диафрагменного счётчика с электронным устройством, осуществляющим на основе измерения давления и температуры газа, приведение объёма газа к стандартным условиям. Согласно данному выше определению в таком счётчике реализуется метод косвенных измерений. Результатами используемых при этом прямых измерений будут измеренный объём газа при рабочих условиях, температура и абсолютное давление газа. Для каждого из перечисленных измеряемых параметров, исходя из заявленных пределов

допускаемой относительной погрешности измерений δ_i , рассчитывается соответствующая относительная стандартная неопределённость измерений u_i %:

$$U_i = 0,5 \delta_i$$

Далее производится расчёт относительной суммарной стандартной неопределённости измерений объёма газа, приведённого к стандартным условиям, %:

$$u_c = \sqrt{\sum u_i^2},$$

и наконец, с учётом выбранного коэффициента охвата 2 вычисляется значение относительной расширенной неопределённости измерений объёма газа, приведённого к стандартным условиям, %:

$$U_c = 2u_c.$$

Как известно, с 01.11.2019 г. вступила в силу новая редакция ГОСТ Р 8.741 – 2019 «Объём природного газа. Общие требования к методикам измерений», в которой внесены важные изменения. Так в разделе 7.7 «Оценка показателей точности» введена оценка относительной погрешности измерения объёма газа, приведённого к стандартным условиям, с учётом дополнительной погрешности средства измерения при наибольших отклонениях внешних влияющих величин от нормальных значений, а также дополнительных погрешностей от принятия величин за условно-постоянный параметр и погрешностей, приписанных уравнениям расчёта плотности или коэффициента сжимаемости газов. И далее в разделе 7.7 «Оценка показателей точности» (см. п 7.7.6) впервые введено требование: **«Численное значение относительной расширенной неопределённости не должно превышать предела допускаемой относительной погрешности измерений объёма газа, приведённого к стандартным условиям»**. При этом для средств измерений объёма газа, приведённого к стандартным условиям, для максимального значения объёмного расхода газа, приведённого к стандартным условиям

менее 150 м³/ч, величина допускаемой относительной погрешности измерений должна быть не более ±4%.

Для счётчика СМТ-Смарт, в котором реализован принцип прямого измерения, где искомое значение измеряемой величины не содержит результатов других прямых измерений, относительная расширенная неопределённость измерений будет зависеть от относительной стандартной неопределённости измерения, определяемой пределом допускаемой относительной погрешности измерений объема газа δv , приведенного к стандартным условиям, и относительной стандартной неопределённости измерения, определяемой величиной дополнительной погрешности от изменения температуры измеряемого газа при максимальных отклонениях от границы для нормальных условий δt :

$$U_c = 2 \sqrt{(0,5\delta v)^2 + (0,5 \delta t)^2}.$$

Подставляя значения относительных погрешностей измерения для счётчика СМТ-Смарт, получаем численное значение относительной расширенной неопределённости измерений $U_c = 3.4\%$, что соответствует требованиям п.7.7.6 ГОСТ Р 8.741 – 2019.

Таким образом, в случае метода прямого измерения, требование п.7.7.6 ГОСТ Р 8.741-2019 выполняется по определению, в то время как при использовании метода косвенного измерения с применением условно-постоянных величин выполнение данного требования весьма проблематично, т.к. на этапе первичной сертификации изделия, в котором используется метод косвенного измерения, соответствие данного средства измерения требованиям п. 7.7.6 ГОСТ Р 8.741-2019 также должно обеспечиваться для всего диапазона изменения условно-постоянных величин, приведённого в технических условиях на данное средство измерения.

Как известно, приведение объёма газа к стандартным условиям (при использовании значения абсолютного давления как условно-постоянной величины) производится по формуле:

$V_{ст} = V_{раб} \cdot (P_{раб.подст} \cdot T_{ст} / (P_{ст} \cdot T_{тизм} \cdot K))$, где

Рабс.подст – соответственно подстановочное значение давления газа;

Тизм – измеренное значение температуры газа;

Рст, Тст - стандартные значения давления и температуры газа по ГОСТ 2939;

К – коэффициент относительный сжимаемости газа.

Исходя из приведенной формулы, очевидно, что погрешность приведения объёма к стандартным условиям при косвенном способе измерения в равной мере зависит и от температуры газа, и от его абсолютного давления. Использование подстановочного значения давления взамен измеренного приводит к расхождению объёмов газа, переданных поставщиком и измеренных потребителем. Так при избыточном давлении газа в трубе 2 кПа и вариациях атмосферного давления в диапазоне 84 – 106,7 кПа предельное значение дополнительной погрешности вычисления объёма, приведённого к стандартным условиям при использовании подстановочных значений давления, может составлять $\pm 5\%$. Поэтому единственно приемлемое в данном случае решение – взамен корректировки условно-постоянного значения абсолютного давления производителю данного типа счётчиков необходимо ввести в техническую документацию параметр «Дополнительная относительная погрешность, вызванная отклонением абсолютного давления измеряемого газа» по аналогии с тем, как это сделано в ГОСТ Р 8.915-2016 «Счётчики объёмные диафрагменные. Общие технические требования, методика измерений и поверки» (см.п.6.2.2)

На практике производители счётчиков идут иным путем. Например, в Инструкции «Объём газа. Методика измерений счётчиками газа

объёмными диафрагменными ВК-G4 ЕТе, ВК-G6 ЕТе с электронным индексом» (Регистрационный номер Методики измерений ФР.1.29.2-16.24754) – п.11.5 :

- Условно-постоянное значение абсолютного давления измеряемого газа корректируют, если отклонение абсолютного давления газа от значения, принятого условно-постоянным, выходит за пределы $\pm 3\%$ при требовании к относительной расширенной неопределённости измерений объёма газа, приведённого к стандартным условиям, $\pm 4\%$.

Это означает, что производитель данного средства измерения не гарантирует соответствия его точностных характеристик во всем диапазоне изменений условий эксплуатации. А потребитель (поставщик газа), если хочет получать результаты измерений с необходимой точностью, должен постоянно контролировать величину отклонения абсолютного давления газа в месте установки средства измерения от принятого условно-постоянного значения и при необходимости оперативно производить его корректировку таким образом, чтобы средство измерения, установленное в данном месте и при параметрах газа, измеренных непосредственно в условиях эксплуатации, обеспечивало соответствие параметров точности, заявленных производителем данного средства измерения на этапе его первичной сертификации!

Однако такой подход прямо противоречит п. 6.2.3 ГОСТ Р 8.883-2015 «Программное обеспечение средств измерений. Алгоритмы обработки, хранения, защиты и передачи измерительной информации. Методы испытаний», в котором сказано:

- После испытаний программного обеспечения (ПО) метрологически значимая часть ПО средства измерения (СИ) не должна изменяться. Любая модификация метрологически значимой части ПО СИ приводит к изменению его идентификационных данных и к необходимости проведения повторных испытаний с целью утверждения типа СИ.

Действительно, если произведённая корректировка подстановочных условно-постоянных величин (абсолютного давления газа) приводит к изменению погрешности измерения объёма газа, приведённого к стандартным условиям, то подобные действия равносильны модификации метрологической части ПО средства измерения. Фактически нет никакой разницы в том, менять ли калибровочную характеристику счётчика газа или вводить новое подстановочное значение абсолютного давления – и то и другое приведет к изменению величины относительной погрешности измерения объёма газа, приведённого к стандартным условиям. Такие действия прямо нарушают требование неизменности метрологически значимой части ПО, а именно той его части, которая может оказывать влияние на метрологические характеристики средства измерения – см. ГОСТ Р 8.654-2009

Для допуска к эксплуатации средства измерения необходимо выполнить процедуру метрологической аттестации проекта согласно п.3 статьи 5 Федерального закона от 26.06.2008 N 102 «Об обеспечении единства измерений»: «Аттестацию методик (методов) измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, проводят юридические лица и индивидуальные предприниматели, аккредитованные в соответствии с законом Российской Федерации об аккредитации в национальной системе аккредитации».

При аттестации проекта для расчета относительной расширенной неопределённости измерений и проверки соответствия требованиям нормативной документации применяется стандартный программный комплекс «Расходомер ИСО» модуль ГОСТ Р 8.740-2011. Входными для данной программы параметрами являются значения объёмного расхода при рабочих условиях, погрешности измерения, минимальные и максимальные давление и температура измеряемого газа, а также условия эксплуатации: диапазон изменения температуры и давления окружающей среды, диапазон измерения расхода газа в рабочих условиях. После внесения всех необходимых данных

программа осуществляет их проверку на полноту и достоверность. В случае когда какой-либо параметр некорректен, выходит за допустимый диапазон применения или не соответствует положениям ГОСТ Р 8.740-2011, программа выдает сообщение об ошибке с её кратким описанием. Если рассчитанная программой неопределённость превышает неопределённость, соответствующую заданному уровню точности измерений, то результат расчета не выводится до соответствующего изменения входных параметров. Например, применительно к комплексу для измерения количества газа СГ-ТК модификации СГ-ТК-Д приемлемая величина относительной расширенной неопределённости измерения объёмного расхода газа, приведённого к стандартным условиям, равная 4%, может быть получена только для диапазона изменения условно-постоянной величины абсолютного давления газа от 100,254 кПа до 105,396 кПа. Это соответствует диапазону изменения атмосферного давления от 100,104 кПа до 105,246 кПа. При этом рабочий диапазон атмосферного давления, приведенный в МП на комплекс СГ-СК модификации СГ-ТК-Д в разделе «Условия эксплуатации» - от 84 кПа до 106,7 кПа.

С формальной точки зрения, процедура метрологической аттестации проекта при этом выполнена успешно, однако вопрос – что должен делать потребитель (поставщик газа), когда текущее значение атмосферного давления выходит за пределы, определённые с помощью программного средства «Расходомер ИСО» модуль ГОСТ Р 8.740-2011 – в данном случае остается без ответа.

Заключение

1. Официальное заключение Федерального Агентства по Техническому Регулированию и Метрологии (Росстандарт РФ) ставит точку в затянувшейся дискуссии о применении метода прямого измерения в счётчике СМТ-Смарт;
2. Несмотря на то, что сертификация счетчика СМТ-Смарт была произведена до вступления в силу новой редакции ГОСТ Р 8.741-2019, метрологические характеристики счётчика, включая значение относительной расширенной неопределённости измерений, полностью соответствуют требованиям нового ГОСТа;
3. С учётом данных выше разъяснений расчёт величины относительной расширенной неопределённости измерений для счётчика СМТ-Смарт, вручную или с помощью программного средства «Расходомер ИСО» модуль ГОСТ Р 8.740-2011, не должен вызывать затруднений.

СМТ – КОМПЛЕКС. ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЙ УЧЁТ ГАЗА ПРИ НИЗКИХ ЗАТРАТАХ

Измерение объёма природного газа, коррекция по температуре и давлению, телеметрия – три блока в одном приборе.



Автор:

Владимир Александрович ЛЕВАНДОВСКИЙ

директор по развитию ООО «Техномер»

Мы уже представляли ранее интеллектуальные счётчики газа СМТ-Смарт G4; G6. За это время они прошли эксплуатационные испытания во всех регионах России, демонстрировались на Газовом форуме в Санкт-Петербурге и сейчас успешно используются в узлах коммерческого учёта в коммунально-бытовом секторе и у населения.

В начале текущего года ООО «Газпром межрегионгаз» опубликовал «Типовые технические требования» к бытовым счётчикам газа. В указанных требованиях чётко сформулированы главные технические требования, которым должны удовлетворять современные счётчики газа.

Вновь разработанный интеллектуальный счётчик газа СМТ-Комплекс полностью соответствует указанным требованиям. Для их выполнения пришлось организовать проведение регистрации дополнительных нештатных ситуаций, увеличить объём архивов, обеспечить передачу данных на пульт управления 1 раз в сутки, а также расширить диапазон измеряемых расходов. Комплексы СМТ производятся следующих типоразмеров: G4, G6, G10, G16, G25.

Единые корпоративные технические требования ООО «Газпром межрегионгаз» предъявляют главный критерий к счётчику газа в п. 5.1.1.: «Счётчик газа должен автоматически приводить измеренный объём прошедшего через него газа к стандартным условиям 20° С и

101,325 кПа». Реализация данного требования заложена в конструкции СМТ-Комплекса. Микротермальный метод измерения массового расхода газа позволяет в качестве выходной величины измерений иметь объём газа, приведённый к стандартным условиям. Причины, которые привели к созданию такого требования, понятны. Отсутствие учёта влияния температуры и абсолютного давления измеряемого газа приводит к возникновению дополнительной погрешности, величина которой может достигать 20%. При этом основная регламентированная погрешность счётчика не должна превышать 3%. Эти выводы относятся к сетям низкого давления, предназначенным для снабжения природным газом населения и коммунально-бытовых потребителей.

Применение у классических счётчиков газа, которые измеряют рабочий объём, коррекции по температуре позволяет снизить величину дополнительной погрешности на 15%. Это хорошая цель, но применение счётчиков с температурной компенсацией у населения сдерживается их более высокой стоимостью. Другим важнейшим параметром, который влияет на точность измерений, является величина абсолютного давления газа. Изменение абсолютного давления в газовой сети в результате климатических явлений и изменений выходного давления регулятора давления газа приводит к формированию дополнительной погрешности до $\pm 6\%$. Диапазон изменения атмосферного давления в регионах РФ, где используется природный газ, в соответствии с ГОСТ 8.395-80 составляет величину от 84 кПа до 106,7 кПа

Реализация в конструкции счётчика канала измерения давления и осуществления коррекции объёма является еще более дорогостоящей задачей для классических счётчиков. В этих случаях компромиссным решением является применение условно-постоянных величин давления и температуры газа, используемых при вычислении стандартного объёма. Конечно, стоимость таких технических решений ниже, но всё-таки существенного снижения дополнительных погрешностей достичь не удастся. Так, например, используя процедуру

применения условно-постоянных величин абсолютного давления, можно снизить величину дополнительной погрешности от изменения величины текущего атмосферного давления до 2.3%, но только в узком диапазоне атмосферных давлений. Расчёты показывают, что для достижения величины относительной расширенной неопределённости измерений объёма не более 4% при величине избыточного давления в газопроводе 2 кПа, диафрагменные счётчики можно эксплуатировать в диапазоне атмосферных давлений от 100,25 до 105,4 кПа, т. е. отклонение максимального и минимального значения атмосферного давления от средней величины должно составлять не более 2.6 кПа или 18 мм.рт.ст.

Вновь разработанные счётчики газа типа СМТ позволяют существенно снизить величину дополнительной погрешности и достичь величины относительной расширенной неопределённости менее 3,4% для температурного диапазона от -25°C до 55°C и относительном давлении от 85 кПа до 121 кПа (требования ГОСТ Р 8.741-2019 – менее 4%).

Снижение дополнительных погрешностей достигается путём применения микротермальных датчиков, в которых реализован прямой метод измерения объёма газа, приведённого к стандартным условиям.

Прямой метод измерения стандартного объёма позволяет объединить функции измерения объёма при рабочих условиях, температуры и давления в единую конструкцию СМТ-Комплекса. Совмещение функций позволяет сократить затраты в связи с отсутствием дополнительных каналов измерения температуры и давления, а также отказаться от их калибровки и поверки.

В «Типовых технических требованиях» (раздел 6) описаны основные функции телеметрии, которыми должен обладать счётчик. В СМТ-Комплексе эти функции реализованы путём применения GPRS-Модема и автономного источника питания на базе литиевых батарей. Все составные части телеметрии, включая антенну, находятся в едином корпусе.



Рис. 1 Три функции в одном приборе

Телеметрия СМТ-Комплекса обеспечивает передачу архивов данных, результатов самодиагностики, а также данных о нештатных ситуациях и параметрах газопотребления (накопленного объёма, расхода и температуры газа).

Пульт управления, в качестве которого выступает программный комплекс «Газсеть», обеспечивает сбор значений параметров от контролируемых объектов, их анализ, хранение и передачу данных в учётную систему ИУС-Газ.

СМТ-Комплекс состоит из двух основных частей - измерительного механизма и электронного отсчётного устройства. В состав измерительного механизма входит герметичный алюминиевый корпус, в котором расположен микротермальный модуль SGM. Внутри корпуса расположен ряд защитных деталей, которые предотвращают проникновение посторонних предметов, пыли и влаги внутрь корпу-

са через входное и выходное отверстия.

Электронное отсчётное устройство содержит измерительный блок и модуль телеметрии. Каждый из блоков питается электрическим током от отдельных батарей. Батареею для модуля телеметрии можно менять на месте эксплуатации без прерывания процесса измерения микротермальным модулем. Интерфейс пользователя состоит из двухстрочного дисплея, клавиши управления и оптического порта, служащего для считывания данных и записи технологической информации. При этом метрологическую значимую часть программного обеспечения изменить невозможно, что соответствует ГОСТ Р 8.883-2015.

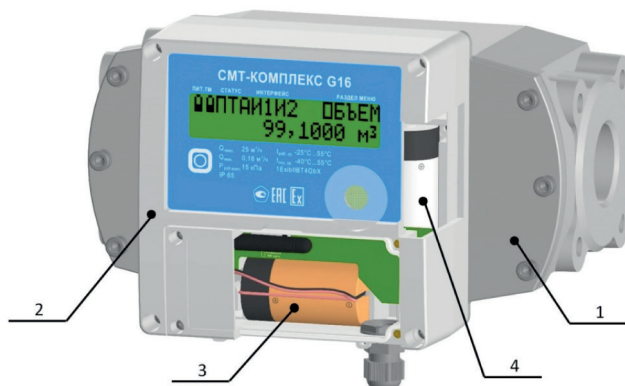


Рис. 2 Электронное отсчётное устройство

Параметры газопотребления, нештатные ситуации и результаты самодиагностики хранятся в архивах комплекса – интервальном, событий, изменений и телеметрии. В определённое время по ранее установленному заданию пакеты данных передаются по каналам телеметрии в систему верхнего уровня программного комплекса «Газ-сеть». Периодичность подобной связи – 1 раз в сутки. Кроме того, по заданию диспетчера ежедневно может быть установлена двусторонняя связь в течение 2-х часов. В этом режиме информация не только

может передаваться комплексом, но и может быть им принята, например, с целью изменения заданий времени связи.

При такой компоновке функциональных блоков и устройств в едином конструкционном исполнении СМТ-Комплекс вполне сравним с устройствами, в состав которых входит один из счётчиков газа диафрагменный, ротационный или турбинный, электронный корректор по температуре и давлению, а также коммуникационный блок телеметрии. При тех же самых технических характеристиках СМТ-Комплекс имеет компактную конструкцию и содержит меньшее количество составных частей, определяющих стоимость узла учёта в целом.

Описанные выше преимущества комплекса можно наглядно представить на диаграмме затрат, зависящих от состава узла учёта, величины услуг по метрологической аттестации и объёмах монтажных работ. Для сравнения взят классический набор приборов, состоящий из счётчика, корректора, блока телеметрии, и СМТ-комплекс.

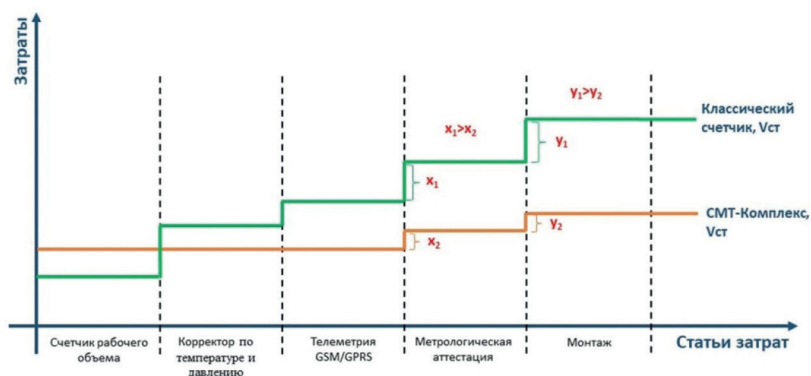


Рис. 3 Анализ затрат на применение счётчиков газа

Объединение трёх функций измерения – объёма газа при рабочих условиях, температуры и давления – в одну функцию измерения объёма при стандартных условиях у СМТ-Комплекса оказывает непосредственное влияние на его стоимость по сравнению с классически-

ми техническими решениями. Если СМТ-Комплекс сравнивать со счётчиками без коррекции по температуре и давлению, то в этом случае стоимость комплекса выше. Но тогда погрешность измерения объёма газа при стандартных условиях ($V_{ст}$) у счётчиков без коррекции гораздо выше и может достигать 20%. С целью снижения погрешности измерений классический счётчик дополнительно комплектуют каналами измерения температуры и давления. С каждым этапом дооснащения величина затрат возрастает, и в итоге стоимость классической компоновки счётчика становится выше стоимости СМТ-Комплекса.

Важным фактором при выполнении монтажных работ является компактность конструкции, наличие прямолинейных участков, степень свободной ориентации счётчика по отношению к потоку газа в трубопроводе. При монтаже СМТ-Комплекса не требуются прямолинейные участки до и после счётчика. Габаритные и весовые характеристики – оптимальные. СМТ-Комплекс может располагаться как в горизонтальных, так и в вертикальных участках трубопровода газовой сети. Указанные технические решения позволяют сократить затраты и сроки выполнения монтажных работ.

В процессе приёмки узла учёта газа, при его использовании для коммерческих целей, необходима процедура метрологической аттестации. Она применяется в соответствии с требованиями Федерального закона №102 «Об обеспечении единства средств измерений», если измеряемая величина $V_{ст}$ является величиной, зависящей от других прямых измерений, например, температуры и давления. В этом случае метод измерения искомой величины $V_{ст}$ признаётся косвенным, и требуется аттестованная методика выполнения измерений на узел учёта. Поэтому всякий раз, когда проектируется узел учёта, у которого измеряемая величина $V_{ст}$ определяется косвенным методом, необходимо проводить метрологическую аттестацию на предмет соответствия требованиям точности измерений в реальных условиях эксплуатации. В связи с тем, что в документации на СМТ-Комплекс приводятся величины основной и дополнительной

относительной погрешности, а также полной относительной погрешности и относительной расширенной неопределённости измерения, при метрологической аттестации проекта установки подтверждения указанных параметров с помощью программного комплекса «Расходомер ИСО» не требуется, что сокращает затраты на метрологическую аттестацию.

СМТ-Комплекс является счётчиком, осуществляющим прямое измерение, т.к. искомая измеряемая величина – объём газа, приведённый к стандартным условиям, получается непосредственно от данного средства измерения без привлечения результатов других прямых измерений, в связи с чем для данного счётчика не требуется разработка и аттестация Методики измерения. Это нашло отражение в письмах:

- начальника Управления метрологии Росстандарта (исх. № 22831-ДГ/04 от 06.12.2019 г.) Д.В. Гоголева в адрес ООО «Газпром межрегионгаз Оренбург»

- заместителя директора по научной работе ФГУП ВНИИР (исх. № 1889/02 от 06.06.2018 г.) В.А. Фафурина на имя начальника Управления метрологии ООО «Газпром межрегионгаз» Д.Ю. Кутового.

Согласно описанию типа, счётчики газа микротермальные СМТ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 75138-19) предназначены для прямых измерений объёма природного газа по ГОСТ 5542-2014 в единицах объёма, приведённого к стандартным условиям (температура +20°C, абсолютное давление 101,3 кПа).

Применение нового СМТ-Комплекса, который соответствует требованиям, предъявляемым ООО «Газпром межрегионгаз» к интеллектуальным счётчикам газа, оправдывает инвестиции на его использование в узлах коммерческого учёта газа, а также сокращает затраты на его приобретение, проектирование и монтаж. Обращайтесь к нам, и наши специалисты будут рады объяснить различные возможности применения СМТ-Комплекса. Это поможет Вам в выборе наиболее подходящего решения для Ваших индивидуальных условий.

ПРОВЕРКА СЧЁТЧИКА СМТ-СМАРТ ПРИ РАБОТЕ НА ПОВЫШЕННОМ ДАВЛЕНИИ ИЗМЕРЯЕМОГО ГАЗА



Автор:

Александр Александрович ОХОТИН

главный метролог ООО «Техномер»

Данная проверка проводилась с 11 по 25 марта 2020 г. в рамках выполнения утверждённой ООО «Газпром межрегионгаз» программы испытаний «Дорожная карта по испытаниям счётчиков газа СМТ-Смарт производства ООО «Техномер» на соответствие требованиям ООО «Газпром межрегионгаз». Следует отметить, что большинство пунктов, включённых в данную программу испытаний, содержатся в документе «Типовые технические требования ООО «Газпром межрегионгаз» к бытовым счётчикам газа», утверждённом распоряжением ООО «Газпром межрегионгаз» от 24 января 2020 г. N81-Р/4. В данной работе принимали участие официальные представители отдела метрологии и отдела внедрения и эксплуатации АСКУГ АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород».

Счётчик СМТ-Смарт, построенный на базе микротермального метода измерений, относится к приборам измерения массового расхода. Приборы данного класса обладают рядом уникальных свойств, к числу которых следует отнести: прямое измерение объёма газа, приведённого к стандартным условиям, выполнение калибровки на рабочей среде, в качестве которой используется воздух, находящийся при атмосферном давлении, с последующим распространением полученных результатов на измерение объёма природного газа и, наконец, независимость результатов измерений от изменения параметров измеряемого газа – температуры и давления. Данные испыта-

ния были направлены на проверку влияния на точностные параметры счётчика СМТ-Смарт – изменение в широких пределах (до 15 кПа) избыточного давления измеряемой среды.

Испытаниям были подвергнуты счётчики СМТ-Смарт G6 зав.№ 3020010154 и СМТ-Смарт G16 зав.№ 3819120002. В качестве контрольного (эталонного) средства измерения был использован измерительный комплекс СГ-ЭК №1519500003 (RVG G25 №1219500001, ЕК270 №1119500003). Применение данного измерительного комплекса в качестве эталонного средства связано с его высокими метрологическими характеристиками, а также тем, что в нём осуществляется приведение измеренного объёма газа к стандартным условиям с применением высокоточных датчиков для измерения температуры и давления измеряемого газа. Достаточно сказать, что основная относительная погрешность измерения объёма при рабочих условиях не превышает $\pm 1\%$, а основная относительная погрешность измерения объёма при стандартных условиях не превышает $\pm 1,1\%$.

Проведению испытаний предшествовала проверка метрологических характеристик счётчиков СМТ-Смарт и измерительного комплекса СГ-ЭК на испытательном оборудовании – эталон единицы объёмного расхода газа 1 разряда в диапазоне значений от 0,005 до 50 м³/ч (регистрационный номер эталона в реестре Федерального информационного фонда 3.2.ЗБН.2835.2019, свидетельство о калибровке № 530013-19 от 25.07.2019 г., действительно до 25.07.2021 г.). Упомянутые средства измерения в процессе предварительных испытаний на эталонном оборудовании подтвердили свои заявленные метрологические характеристики – официальные протоколы NN 1, 2, 3. Дальнейшие сравнительные испытания счётчиков СМТ-Смарт проводились на стенде, обеспечивающем задание различных расходов воздуха при постоянном избыточном давлении 15 кПа. Проверяемые счётчики и эталонный измерительный комплекс включены последовательно, друг за другом.

В таблице 1 приведены сравнительные данные сравнительных испытаний счётчика СМТ-Смарт G6 и измерительного комплекса

СГ-ЭК, а в таблице 2 – аналогичные данные для счётчика СМТ-Смарт G16. Указанные таблицы взяты из официальных протоколов испытаний NN 5, 6.

Условные обозначения:

Q – объёмный расход газа, м³/ч;

$V_{\text{ЭТСТ}}$ – объём газа, приведённый к стандартным условиям, измеренный эталоном расхода газа, м³;

$V_{\text{СЧСТ}}$ – объём газа, приведённый к стандартным условиям, измеренный счётчиком, м³;

$\delta_{\text{СМТ}}$ – относительная погрешность счётчика газа при измерении объёма газа, приведённого к стандартным условиям, $\delta_{\text{СМТ}} \leq \pm 1,5\%$;

$\delta_{\text{ЭТ}}$ – относительная погрешность эталонного средства при измерении объёма газа, приведённого к стандартным условиям, $\delta_{\text{ЭТ}} \leq \pm 1,1\%$ и $\delta_{\text{ЭТ}} \leq \pm 2,1\%$;

$\delta_{\text{доп}}$ – допустимая относительная погрешность счётчика при измерении объёма газа, приведённого к стандартным условиям,

$$\delta_{\text{доп}} \leq \sqrt{1,1^2 + 1,5^2} = 1,86\%; \quad \delta_{\text{доп}} \leq \sqrt{2,1^2 + 1,5^2} = 2,58\%;$$

$\delta_{\text{ср}}$ – среднее значение величины отклонения погрешности счётчика от эталонного средства ($\delta_{\text{ср}} = \Sigma \delta_i / 3$), %;

δ – значение отклонения погрешности счётчика от эталонного средства, %;

t – время измерения, с.

Результаты испытаний счётчика СМТ-Смарт G6 N3020010154:

Таблица 1

№ п/п	Q [M ³ /ч]	t [с]	V _{счтст} [M ³]	V _{эстст} [M ³]	δ _{доп} [%]	δ [%]	δ _{ср} [%]
1	2	412,733	0,226	0,2265	±2,58	-0,22075	0,147819
2	2	381,617	0,227	0,226		0,442478	
3	2	385,476	0,226	0,2255		0,221729	
4	4	404,983	0,447	0,4484	±1,86	-0,31222	-0,63967
5	4	403,524	0,445	0,4481		-0,69181	
6	4	401,561	0,444	0,4481		-0,91497	
7	6	337,372	0,556	0,5591	±1,86	-0,55446	-0,49426
8	6	336,223	0,558	0,5599		-0,33935	
9	6	336,232	0,557	0,5603		-0,58897	
10	10	322,631	0,898	0,8944	±1,86	0,402504	0,27878
11	10	322,76	0,901	0,8982		0,311735	
12	10	327,246	0,902	0,9009		0,1221	

Результаты испытаний счётчика СМТ-Смарт G16 N3819120002:

Таблица 2

№ п/п	Q [M ³ /ч]	t [с]	V _{счтст} [M ³]	V _{эстст} [M ³]	δ _{доп} [%]	δ [%]	δ _{ср} [%]
1	2	409,018	0,2249	0,2238	±2,58	0,49151	0,417446
2	2	410,866	0,2242	0,2235		0,313199	
3	2	411,463	0,2244	0,2234		0,447628	
4	4	358,05	0,4466	0,4455	±1,86	0,246914	-0,00248
5	4	399,596	0,4457	0,4463		-0,13444	
6	4	321,596	0,3332	0,3336		-0,1199	
7	6	325,755	0,5522	0,5543	±1,86	-0,37886	-0,57063
8	6	324,63	0,5499	0,5549		-0,90106	
9	6	324,098	0,5532	0,5556		-0,43197	
10	10	302,337	0,888	0,8859	±1,86	0,237047	0,363575
11	10	343,093	1,0006	0,9986		0,20028	
12	10	581,066	1,6791	1,6682		0,653399	

Как можно видеть из приведённых в таблицах 1, 2 данных, результаты испытания положительные. Среднее значение величины отклонения результата измерений счётчиками СМТ-Смарт от результата измерений эталонным средством не превышает заявленных граничных значений $\pm 2,58\%$ и $\pm 1,86\%$, при этом реальные значения средних значений величин отклонения погрешности счётчиков от эталонного средства практически в 3 раза меньше указанных предельных значений. Следует ещё раз акцентировать внимание на том, что в данном случае измерительными средствами, участвовавшими в испытаниях, измерение объёма, приведённого к стандартным условиям, производилось по-разному: в счётчике СМТ-Смарт – прямым методом, без использования результатов других прямых измерений или каких-либо подстановочных условно-постоянных величин, а в измерительном комплексе СГ-ЭК – стандартным классическим способом – путем измерения объёма при рабочих условиях и его последующего пересчёта к стандартным условиям с учётом измеренных параметров температуры газа, его абсолютного давления, а также значения относительного коэффициента сжимаемости, вычисленного комплексом.

Далее в рамках требований, изложенных в программе испытаний «Дорожная карта по испытаниям счётчиков газа СМТ-Смарт производства ООО «Техномер», была проведена оценка повторяемости погрешности измерений при избыточном давлении измеряемой среды «воздух», равном 15 кПа, и дополнительно для счётчика СМТ-Смарт G16 – для измеряемой среды «природный газ» при избыточном давлении в 2 кПа. В связи с тем, что в ГОСТ Р 8-915-2016 требования по повторяемости результатов измерений не регламентированы, выполнение данной процедуры осуществлялось в соответствии с документом OIMLR 137-1&2 Edition 2012(E) «Gas meters. Metrological and technical requirements».

Порядок испытаний

Оценка соответствия требованиям повторяемости ошибок производится при различных расходах. Для каждого значения измеряемо-

го расхода величина погрешности определяется трижды, и вычисляется разность между минимальным и максимальным значениями погрешностей измерений. Повторяемость погрешности измерений (Rep) при установившемся измеряемом потоке должна быть менее или равна одной трети от величины максимальной разрешённой ошибки. При сравнительных испытаниях в качестве максимально разрешённой ошибки устанавливается $\delta_{\text{разр}}$

$$\delta_{\text{разр}} = \frac{2|\delta_{\text{доп}}|}{3},$$
$$\delta_{\text{доп}} \leq \sqrt{\delta_{\text{СМТ}}^2 + \delta_{\text{ЭТ}}^2} = \pm 1,86\%.$$

При этом:

$$\delta_{\text{разр}} = \frac{2|\pm 1,86|}{3} = 1,24\%.$$

$\delta_{\text{СМТ}}$ – относительная погрешность счётчика газа при измерении объёма газа, приведённого к стандартным условиям, $\delta_{\text{СМТ}} \leq \pm 1,5\%$;

$\delta_{\text{ЭТ}}$ – относительная погрешность эталонного средства при измерении объёма газа, приведённого к стандартным условиям, $\delta_{\text{ЭТ}} \leq \pm 1,1\%$;

$\delta_{\text{доп}}$ – допустимая относительная погрешность счётчика при измерении объёма газа, приведённого к стандартным условиям.

Данные для оценки повторяемости относительной погрешности были взяты из таблиц 1, 2, а для счетчика СМТ-Смарт G16 при работе на среде природный газ – из протокола 7.

Условные обозначения:

Q – объёмный расход газа, м³/ч;

δ – значение отклонения погрешности счётчика от эталонного средства, %

Результаты оценки повторяемости:

Таблица 2

№ п/п	Q [м ³ /ч]	СМТ-Смарт G6 Давление 15 кПа среда – воздух		СМТ-Смарт G16 Давление 15 кПа среда – воздух		СМТ-Смарт G16 Давление 2кПа среда – природный газ	
		δ, [%] прт. №6	Rep _{G6}	δ, [%] прт. №5	Rep _{G16}	δ, [%] прт. №7	Rep _{G16 газ}
1	2	-0,22075	0,66328	0,49151	0,178311	0,591716	0,505526
		0,442478		0,313199		0,49334	
		0,221729		0,447628		0,08619	
2	4	-0,31222	0,60275	0,246914	0,381354	0,938735	0,5928
		-0,69181		-0,13444		0,864198	
		-0,91497		-0,1199		0,345935	
3	6	-0,55446	0,24962	-0,37886	0,5222	-0,38111	0,33329
		-0,33935		-0,90106		-0,44821	
		-0,58897		-0,43197		-0,7141	

Как можно видеть из приведённой Таблицы 3 повторяемость погрешности измерений испытуемых счётчиков при различных условиях испытаний (избыточное давление 15 кПа, рабочая среда «воздух» и избыточное давление 2 кПа, рабочая среда – природный газ), не превышает одной трети от величины максимальной разрешённой ошибки, равной $\delta_{разр} = 2|\pm 1,86|/3 = 1,24\%$, что полностью соответствует Европейским требованиям, предъявляемым к бытовым счётчикам газа.

В заключение, уже вне рамок испытаний по программе «Дорожная карта по испытаниям счётчиков газа СМТ-Смарт производства ООО

«Техномер», так сказать, факультативно были проведены испытания при различных давлениях рабочей среды стандартного диафрагменного счётчика, в качестве которого был использован счётчик ВК –G10 N36321200, в котором отсутствует механизм компенсации давления и температуры измеряемой среды. В качестве эталонного средства был использован измерительный комплекс СГ-ЭК G25 N 1519500003.

В связи с тем, что данные испытания проводились в условиях лаборатории, где температура воздуха поддерживалась на уровне $20 \pm 2^\circ\text{C}$, отсутствие температурной компенсации не сказалось на результатах измерений счётчика ВК-G10. Цель данных испытаний – определение условий, при которых величина полной относительной погрешности счётчика будет не более $\pm 4\%$, что соответствует требованиям ГОСТ Р 8.741- 2019, а также приказу Минэнерго России от 15.03.2016 № 179 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, выполняемых при учёте используемых энергетических ресурсов и обязательных метрологических требований к ним, в том числе показателей точности измерений». Испытания проводились при изменении величины избыточного давления измеряемой среды от 2 кПа до 15 кПа при расходах, которые соответствуют минимальной погрешности проверяемого и эталонных средств. Максимальное значение избыточного давления, равное 15 кПа, было выбрано в связи с тем, что ряд производителей диафрагменных счётчиков с температурной компенсацией и подстановочным значением атмосферного давления декларируют такое значение максимального рабочего давления.

Для того чтобы величина полной относительной погрешности данного счётчика не превышала $\pm 4\%$, необходимо чтобы при основной относительной погрешности измерения рабочего объёма $\pm 3\%$ и дополнительной температурной погрешности $\pm 0,4\%$ на каждые 10°C отклонение условно-постоянной величины абсолютного давления от его истинного значения было не более $\pm 2\%$, что, применительно к величине стандартного давления 101,315 кПа, составляет ± 2 кПа.

Ниже приведены таблицы с результатами испытаний для ряда избыточных давлений рабочей среды.

Избыточное давление 2 кПа

Расход, м ³ /час	Время проливки, с	Объем рабочий ВК-Г10, м ³	Объем стандартный СГ-ЭКГ25, м ³	Давление атмосферное, кПа	Давление абсолютное СГ-ЭК Г25, кПа	ВК-Г10 Погрешность измерения, %
2	377,5	0,204	0,192	99,71	101,58	0,43
4	386,04	0,404	0,3972	99,78	101,44	- 0,79
6	362,51	0,606	0,5949	99,78	101,48	- 0,63
8	364,68	0,810	0,7926	99,78	101,44	- 0,30

Избыточное давление 5 кПа

Расход, м ³ /час	Время проливки, с	Объем рабочий ВК-Г10, м ³	Объем стандартный СГ-ЭКГ25, м ³	Давление атмосферное, кПа	Давление абсолютное СГ-ЭК Г25, кПа	ВК-Г10 Погрешность измерения, %
2	366,9	0,204	0,2045	99,78	104,67	-2,74
4	357,68	0,404	0,4090	99,78	104,61	-3,72
6	358,60	0,606	0,6135	99,79	104,64	-3,72
8	358,06	0,808	0,8179	99,80	104,64	-3,71

Избыточное давление 7 кПа

Расход, м ³ /час	Время проливки, с	Объем рабочий ВК-Г10, м ³	Объем стандартный СГ-ЭКГ25, м ³	Давление атмосферное, кПа	Давление абсолютное СГ-ЭК Г25, кПа	ВК-Г10 Погрешность измерения, %
2	353,50	0,205	0,2081	99,80	106,50	-4,59
4	366,04	0,404	0,4162	99,80	106,54	-5,43
6	371,49	0,608	0,6243	99,79	106,50	-5,11
8	360,85	0,812	0,8312	99,79	106,44	-4,81

Избыточное давление 12 кПа

Расход, м ³ /час	Время проливки, с	Объем рабочий ВК-G10, м ³	Объем стандартный СГ-ЭКG25, м ³	Давление атмосферное, кПа	Давление абсолютное СГ-ЭК G25, кПа	ВК-G10 Погрешность измерения, %
2	386,95	0,204	0,2174	99,45	111,23	-8,66
4	388,50	0,404	0,4353	99,45	111,26	-9,69
6	380,07	0,606	0,6535	99,45	111,26	-9,77
8	392,20	0,810	0,8706	99,43	111,23	-9,46

Избыточное давление 15 кПа

Расход, м ³ /час	Время проливки, с	Объем рабочий ВК-G10, м ³	Объем стандартный СГ-ЭКG25, м ³	Давление атмосферное, кПа	Давление абсолютное СГ-ЭК G25, кПа	ВК-G10 Погрешность измерения, %
2	403,44	0,204	0,2232	99,43	114,26	-11,10
4	379,92	0,408	0,4471	99,44	114,29	-11,25
6	400,36	0,608	0,6710	99,45	114,33	-11,89
8	398,73	0,812	0,8939	99,43	114,33	-11,66

Из результатов измерений можно сделать ряд абсолютно тривиальных выводов. Во-первых, величина отклонения рабочего объёма счётчика ВК-G10 от объёма, приведённого к стандартным условиям, измеряемого измерительным комплексом СГ-ЭК, меняется пропорционально величине абсолютного давления измеряемой среды. Если при избыточном давлении, равном 5 кПа, величина отклонения составляет в среднем 3%, при давлении 7 кПа эта величина увеличивается до 5,1%, а при избыточном давлении 15 кПа она доходит до 11,5%. Во-вторых, эта величина отклонения не зависит от времени проливки и определяется только величиной абсолютного давления измеряемой среды. И, наконец, в-третьих, величина абсолютного давления, измеряемая измерительным комплексом СГ-ЭК G25 и используемая им для вычисления объёма при стандартных условиях, складывается из величины атмосферного давления и избыточного давления измеряемой среды, как, собственно, и должно быть.

Выше было отмечено, что отклонение подстановочного значения условно-постоянной величины абсолютного давления от его истин-

ного значения должно быть не более $\pm 2\%$, что для стандартного давления 101,315 кПа составляет диапазон от 99 кПа до 103,34 кПа. Однако в этот диапазон должна входить не только вариация атмосферного давления, но также вариация избыточного давления измеряемой среды.

При рассмотрении данной вариации ограничимся только величиной его допуска на выходе редуктора низкого давления, которая для редукторов разных производителей составляет от 10% до 15% от верхнего предела установленной величины давления. Тогда упомянутое выше отклонение условно-постоянной величины абсолютного давления от его истинного значения, составляющее ± 2 кПа, будет складываться из вариации избыточного давления на выходе редуктора и вариации атмосферного давления. Так для давления 5кПа 15%-нтная вариация на выходе редуктора составит $\pm 0,75$ кПа плюс $\pm 1,25$ кПа вариации атмосферного давления ($\pm 9,3$ мм.рт. ст.), для 7 кПа – соответственно $\pm 1,05$ кПа и $\pm 0,95$ кПа ($\pm 7,1$ мм.рт.ст), а для давления 10 кПа – $\pm 1,5$ кПа и $\pm 0,5$ кПа ($\pm 3,8$ мм.рт.ст.). Для 15 кПа вариация давления на выходе редуктора уже составит $\pm 2,25$ кПа, что превышает заданный диапазон 2 кПа.

Таким образом, приведённые вычисления показывают, что для счётчиков газа, в которых для приведения объёма газа к стандартным условиям используются подстановочные значения давления, учёт вариаций избыточного давления измеряемой среды даже на уровне технологических параметров понижающего редуктора приводит резкому сужению разрешённого диапазона изменения атмосферного давления. Для обеспечения величины полной относительной погрешности счётчика на уровне $\pm 4\%$ корректировка ранее введённого условно-постоянного параметра давления должна будет проводиться как можно чаще и практически в реальном режиме времени.

На практике, скорее всего, никаких корректировок условно-постоянных параметров с целью обеспечения величины полной относительной погрешности счётчика на уровне $\pm 4\%$ не проводится вообще, корректировка величины атмосферного давления произво-

дится единственный раз, на этапе ввода счётчика в эксплуатацию. Какова будет введённая величина атмосферного давления - средняя по региону или максимально возможная для региона установки счётчика - совершенно не важно, без учета величины избыточного давления и его максимальных вариаций бессмысленно говорить о погрешности измерения в целом.

Более того, даже если введённое условно-постоянное значение атмосферного давления будет достаточно высоким, например, 104 кПа, при избыточном давлении газа от 5 кПа и выше все равно появляется некомпенсированная погрешность приведения объёма газа к стандартным условиям на уровне 3%, причём ошибка эта будет отнюдь не в пользу поставщика газа.

Согласно документу «Типовые технические требования ООО «Газпром межрегионгаз» к бытовым счётчикам газа» использование современных бытовых счётчиков газа направлено на повышение достоверности расходования энергоресурсов, обеспечение экономии ресурсов, снижения возникновения аварийных ситуаций. И, кроме того, счётчики газа должны иметь возможность интеграции с учётными системами поставщика газа для передачи объективной информации в интеллектуальную систему учёта энергоресурсов верхнего уровня. И какой из перечисленных целей в полной мере соответствуют счётчики газа, в которых применяется ввод и корректировка условно-постоянных параметров?

Ранее в статье «Вопросы метрологической аттестации и соответствия счётчика СМТ-Смарт требованиям новой редакции ГОСТ Р 8.741-2019» было показано, что применение счётчиков, использующих метод подстановочных величин, нарушает требования Федерального закона N 102 «Об обеспечении единства измерений» в части п. 2 ст. 9: «Конструкция средств измерений должна обеспечивать ограничение доступа к определённым частям средств измерений (включая программное обеспечение) в целях предотвращения несанкционированных настройки и вмешательства, которые могут привести к искажениям результатов измерений», а также противоре-

чит целому ряду ГОСТов. Проведённые испытания и расчёты, выполненные с учётом требований ГОСТ Р 8.741-2019 применительно к методу условно-постоянных величин, показали, что счётчики, в которых используется данный метод, могут обеспечивать заданную величину полной погрешности измерений в крайне узком диапазоне изменений атмосферного давления, что требует постоянной корректировки его ранее введённого условно-постоянного значения, что опять возвращает нас к правовой стороне применения данного метода.

Заключение

1. Испытания счётчика СМТ-Смарт по программе испытаний «Дорожная карта по испытаниям счётчиков газа СМТ-Смарт производства ООО «Техномер» на соответствие требованиям ООО «Газпром межрегионгаз» подтвердили соответствие его метрологических характеристик при изменении относительного давления измеряемой среды до 15 кПа.

2. Оценка повторяемости погрешности измерений при избыточном давлении измеряемой среды (воздух, природный газ) счётчика СМТ-Смарт подтвердила его соответствие Европейским требованиям OIMLR 137-1&2 Edition 2012(E) «Gas meters. Metrological and technical requirements».

3. Проведённые испытания и расчёты показали, что счётчики газа, в которых используется метод условно-постоянных величин, без проведения их корректировки могут удовлетворять требованиям ГОСТ Р 8.741-2019 и Приказа Минэнерго России от 15.03.2016 № 179 только в узком диапазоне вариаций атмосферного давления. Проведение корректировки условно-постоянных величин в средстве измерения нарушает требования Федерального закона N 102 «Об обеспечении единства измерений» в части искажения результатов измерений.

ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СИСТЕМ УЧЁТА ГАЗА. ЦИФРОВЫЕ КОММУНИКАЦИОННЫЕ БЛОКИ СЕРИИ БПЭК-ЦК



Автор:

Евгений Анатольевич ПОТАПОВ

генеральный директор ООО «Техномер»

Виды связи, применяемые в интеллектуальных системах учёта газа

Одним из главных вопросов построения систем телеметрии узлов коммерческого учёта газа (далее УКУГ) является организация скоростной, надёжной и экономичной связи между диспетчерским пунктом, условно говоря, сервером и приборами учёта газа, к которым относятся счётчики газа, оснащённые электронными корректорами либо вычислителями объёма газа. Данная задача усложняется тем обстоятельством, что в настоящее время в эксплуатации находится большой парк разнотипных корректоров и вычислителей от разных производителей. Эти приборы, как правило, отличаются видами интерфейсов, объёмами формируемых архивов данных, наличием либо отсутствием сетевого электропитания, а это, в конечном счёте, определяет выбор оптимального варианта организации канала связи с диспетчерским пунктом. Причём в зависимости от степени удалённости УКУГ от диспетчерского пункта связь может быть обеспечена как при помощи проводного соединения, так и соединения посредством беспроводной сотовой связи.

В настоящее время для обмена информацией между УКУГ и диспетчерским пунктом наиболее широко применяются следующие виды соединений:

- проводное соединение по интерфейсу RS-232;

- проводное соединение по интерфейсу RS-485;
- беспроводное соединение по каналу связи GSM/CSD;
- беспроводное соединение по каналу связи GPRS-FTP;
- беспроводное соединение по каналу связи GPRS-TCP.

Рассмотрим основные отличия, достоинства и недостатки вышеперечисленных видов соединений, обеспечивающих связь УКУГ с сервером сбора данных, расположенном на диспетчерском пункте.

Проводное соединение

Применение проводных соединений возможно только при небольших расстояниях от УКУГ до диспетчерского пункта, так как длина соединительного кабеля ограничена техническими параметрами интерфейсов и не должна превышать 50 м для RS-232 и 1200 м для RS-485. При увеличении длины кабеля увеличивается и степень затухания сигнала, снижается помехоустойчивость и надежность соединения. Кроме того, таким способом можно организовать обмен данными только между одним УКУГ (корректором объема газа) и компьютером диспетчера. По этим причинам проводное соединение чаще всего используют при организации технологического учета газа на предприятиях либо для подключения печатающего устройства (матричного принтера) к корректору объема газа для создания отчетов о потреблении газа на бумажном носителе.

В случае применения проводного соединения для организации телеметрии УУГ помимо кабеля, соединяющего электронный корректор объема газа с компьютером, расположенным в диспетчерском пункте, как правило, ещё требуются барьеры искрозащиты, необходимые при соединении электрооборудования, находящегося во взрывоопасной зоне (помещение УКУГ) и взрывобезопасной зоне (помещение диспетчерского пункта).

Технологию проводного соединения поддерживают блоки питания электронных корректоров БПЭК-02/М и БПЭК-03 производства ООО «Техномер», которые, помимо питания электронных корректоров постоянным током, выполняют функцию барьеров искрозащиты как по цепи питания, так и по цепям интерфейсов RS-232 и RS-485.

Беспроводное соединение

В системах телеметрии УКУГ, расположенных на большом расстоянии от диспетчерского пункта, с развитием и удешевлением сотовой связи массовое распространение получили беспроводные соединения по стандартам связи GSM/CSD и GSM/GPRS.

Технология CSD (Circuit Switched Data)

Технология CSD получила широкое применение в системах телеметрии УКУГ в начальный период развертывания Автоматизированной системы коммерческого учёта газа (АСКУГ). В то время главным преимуществом данной технологии являлась легкость организации канала связи, так как для этого достаточно пары GSM-модемов с подключённой услугой CSD и простой программы, установленной на персональном компьютере диспетчера. Однако после массового внедрения технологии CSD в системы телеметрии УКУГ, со временем выявился целый ряд её недостатков.

Во-первых, данный вид связи не обладает высокой степенью надежности передачи всех запрошенных данных на сервер за один сеанс связи. Если уровень сигнала сотовой связи на УКУГ низкий или колеблется у порогового значения, то связь часто рвётся и требуется повторный сеанс, а иногда и несколько.

Во-вторых, оплата услуги CSD тарифицируется сотовыми операторами по длительности сеанса связи. При этом максимальная скорость

передачи данных невысока и равна 9,6 кбит/с, реальная же скорость обычно до пяти раз ниже. Поэтому связь по каналу CSD является дорогой.

В-третьих, организация автоматического опроса по CSD большого количества УКУГ сопряжена с техническими сложностями и ограничениями. Причиной этого является невозможность общения CSD-модема, подключённого к серверу, одновременно с несколькими другими CSD-модемами, установленными на узлах учёта газа. Таким образом, для повышения скорости обмена данными между сервером и группой УКУГ необходимо использовать большое количество модемов, подключённых к серверу, а это увеличивает затраты на организацию и обслуживание системы телеметрии в целом.

В итоге в качестве недостатков технологии CSD можно отметить следующее:

- низкая скорость передачи данных и, как следствие, большая продолжительность сеанса связи;
- высокая цена связи - порядка 1,25 руб. за минуту;
- нестабильная работа в условиях низкого уровня сигнала сотовой связи;
- количество одновременно подключённых к серверу УКУГ ограничено и напрямую зависит от количества модемов, установленных на диспетчерском пункте.

Тем не менее, канал связи GSM/CSD по-прежнему часто применяется в системах телеметрии УКУГ и в настоящее время.

Технологию беспроводного соединения по каналу связи GSM/CSD поддерживают все коммуникационные модули серии БПЭК и цифровые коммуникационные блоки серии БПЭК-ЦК: БПЭК-02/МТ, БПЭК-03/Т, БПЭК-04/ТС, БПЭК-04/ЕК, БПЭК-04Ех, БПЭК-05/Т, БПЭК-05/ТМ, БПЭК-02/ЦК, БПЭК-03/ЦК, БПЭК-04/ЦК Ех, БПЭК-05/ЦК.

Технология GPRS (General Packet Radio Service)

В последнее время разработчики систем телеметрии стараются, где это возможно, переходить на более современную технологию GPRS.

GPRS — это технология мобильной связи, которая осуществляет пакетную передачу данных и позволяет производить обмен данными с внешними сетями, в том числе предоставляет доступ в сеть Интернет. Это дает возможность получить информационный доступ к УКУГ из любой точки земного шара с помощью компьютера, подключённого к сети Интернет.

Особенно ощутимы преимущества технологии GPRS при охвате системой телеметрии большого количества УКУГ, так как данные могут считываться одновременно с целой группы УКУГ, а не поочередно, как в случае использования технологии CSD. Это дает многократный выигрыш в скорости получения информации.

GPRS является надёжным видом связи. Целостность передачи данных обеспечена применением избыточного кодирования и дублированием сбойных фрагментов. Защита информации от несанкционированного доступа обеспечена использованием надёжных алгоритмов авторизации, а также возможностью шифрования передаваемых данных.

Таким образом, технология GPRS обладает, по сравнению с технологией CSD, рядом существенных преимуществ:

- более высокая скорость передачи данных — в десятки раз выше, чем по CSD-каналу (максимальная скорость передачи данных по технологии GPRS составляет 171,2 Кбит/с.);
- более быстрая установка соединения — 5–10 секунд;
- меньшая стоимость связи, так как оплата услуги GPRS тарифицируется операторами связи не за длительность сеанса, как в случае использования услуги CSD, а за объём передаваемой информации;
- помехоустойчивость при неблагоприятных условиях радиос-

вязи, в условиях низкого уровня сигнала сотовой связи;

- надёжность процесса передачи данных и высокая степень их защиты от несанкционированного доступа.

В настоящее время в системах телеметрии УКУГ, работающих с применением технологии GPRS, для передачи данных используются каналы связи GPRS-FTP либо GPRS-TCP.

Канал GPRS-FTP, наряду с каналом CSD, применяется для построения систем телеметрии УКУГ промышленно-коммунального сектора. Канал GPRS-TCP в настоящее время в основном используется в системах телеметрии счётчиков газа со встроенным модемом, установленных в бытовом секторе, но со временем всё большее распространение получает также и в системах телеметрии УКУГ, расположенных на промышленных объектах.

Далее рассмотрим особенности, преимущества и недостатки каналов связи GPRS-FTP и GPRS-TCP.

Канал связи GPRS-FTP

Связь по протоколу GPRS-FTP, как правило, применяется при необходимости сбора информации в автоматическом режиме с автономных УКУГ, то есть при отсутствии сетевого питания 220В. Управляет сеансом связи в данном случае коммуникационный прибор, подключённый к электронному корректору объёма газа и установленный на УКУГ, например, коммуникационный модуль серии БПЭК. Сеансы связи в данном случае выполняются по заранее определённому расписанию с периодичностью не чаще 1 раза в сутки.

Помимо всех ранее перечисленных достоинств связи по стандарту GPRS, передача данных по каналу GPRS-FTP позволяет значительно снизить энергопотребление оборудования, что обеспечивает автономную работу коммуникационных модулей, установленных на УКУГ, в течение нескольких лет без замены встроенных элементов питания.

Технологию беспроводного соединения по каналу связи GPRS-FTP поддерживают следующие коммуникационные модули серии БПЭК и цифровые коммуникационные блоки серии БПЭК-ЦК: БПЭК-03/Т, БПЭК-04/ТС, БПЭК-04/ЕК, БПЭК-04Ех, БПЭК-05/ТМ, БПЭК-02/ЦК, БПЭК-03/ЦК, БПЭК-04/ЦК Ех, БПЭК-05/ЦК.

Однако, наряду с вышеописанными преимуществами, канал GPRS-FTP имеет и слабую сторону. Дело в том, что широкая информационная доступность УКУГ, которая достигается при подключении к сети Интернет, помимо очевидных плюсов, имеет и серьёзный недостаток. Использование Интернета открывает потенциальную возможность несанкционированного доступа случайных лиц к коммерческой информации, а также к настроечным параметрам приборов.

Одним из самых больших недостатков протокола связи FTP в реальной работе является необходимость использования двух соединений с сервером во время обмена данными с УКУГ. Первое — для отправки управляющих команд, а второе — для передачи содержимого файла. Это приводит к необходимости открывать по два сетевых порта для каждого обслуживаемого УКУГ. Таким образом, с увеличением количества УКУГ, обслуживаемых системой телеметрии, увеличивается и потенциальная уязвимость FTP-сервера со стороны Интернета, что требует принятия специальных защитных мер.

Другим недостатком канала GPRS-FTP является невозможность обмена данными сервера с удаленным УКУГ в любой произвольный момент времени, так как связь с УКУГ возможна только по заданному расписанию.

Канал связи GPRS-TCP

В последнее время требования по защите коммерческих данных от несанкционированного доступа постоянно повышаются. Также повышаются и требования к оперативности обмена данными между

УКУГ и сервером. Всё чаще обсуждается необходимость мониторинга потребления газа в реальном времени.

Отвечая этим требованиям, разработчики систем телеметрии исследуют возможности организации постоянного и безопасного подключения УКУГ к серверу. Одним из вариантов решения данной задачи является применение канала связи GPRS-TCP.

При организации связи сервера с УКУГ с использованием соединения GPRS-TCP управление сеансом связи выполняется программой коммуникационного прибора, например, БПЭК-ЦК, подключённого к электронному корректору объёма газа. На стороне сервера постоянно запущена служба «TCP-сервер», которая отвечает за прием информации от УКУГ и отправку управляющих команд и настроечных данных в обратном направлении. Причём обмен данными сервера с УКУГ может выполняться в режиме реального времени. Благодаря постоянному подключению по TCP и высокой скорости передачи данных по GPRS, становится возможным обновление текущих данных с УКУГ на сервере, а также передача управляющих команд на УКУГ всего за несколько секунд.

Преимуществами связи с использованием соединения GPRS-TCP являются:

- высокая надёжность в эксплуатации;
- экономичность - всё оборудование сравнительно недорогое, а GPRS-трафик значительно дешевле тарификации CSD;
- обмен данными сервера с УКУГ может выполняться в режиме реального времени;
- высокая степень масштабируемости системы телеметрии - количество одновременно обслуживаемых УКУГ не ограничено и определяется только мощностью сервера;
- высокая степень надёжности и безопасности связи, которая обеспечивается использованием закрытого протокола обмена данными, а также возможностью кодирования данных.

Технологию беспроводного соединения по каналу связи GPRS-TCP поддерживают все цифровые коммуникационные блоки серии БПЭК-ЦК: БПЭК-02/ЦК, БПЭК-03/ЦК, БПЭК-04/ЦК Ex, БПЭК-05/ЦК.

Технология NB-IoT (Narrow Band Internet of Things)

NB-IoT была разработана в 2016 году, и сейчас эта технология находится на стадии тестирования. Тем не менее, эта технология станет одной из составляющих спецификации сетей сотовой связи пятого поколения 5G, и уже в ближайшее время операторы связи получат полноценный доступ к ней. Более того, можно не сомневаться в том, что технология NB-IoT сразу же станет популярной. Это обусловлено финансовой выгодностью применения данного стандарта, так как сеть NB-IoT может быть развернута поверх GSM на физическом оборудовании сетей LTE, при этом использование и обслуживание NB-IoT на порядок дешевле применения GSM сетей.

Еще одним чрезвычайно важным преимуществом этой технологии является очень высокая пропускная способность канала связи, так как имеется возможность подключения порядка 100 000 NB-IoT-устройств к одной соте станции. Этот показатель на порядок выше нынешних стандартов сотовой связи.

К основным достоинствам NB-IoT можно отнести:

- эффективное энергопотребление устройств;
- большая пропускная способность сети — к одной базовой станции NB-IoT можно подключить десятки и сотни тысяч устройств;
- низкая стоимость связи;
- надёжная работа при низких уровнях сигнала и высоком уровне шумов.

Перспективы применения NB-IoT в системах интеллектуального учёта газа

Если говорить о перспективах NB-IoT в России, то они весьма радужны. В нашей стране мобильные операторы прочно внедрили LTE-сети, а это чрезвычайно важно для успешного развития NB-IoT, так как данная технология также использует сети LTE. То есть сотовым операторам, присутствующим на рынке мобильной связи, нет необходимости строить новые вышки, достаточно обновить программное обеспечение и после этого запустить сервисы NB-IoT.

Комплексные решения для бизнеса, базирующиеся на технологии NB-IoT, уже сейчас предлагают крупнейшие сотовые операторы России: МТС, Мегафон, Beeline.

Технологию беспроводного соединения по каналу связи NB-IoT поддерживают все цифровые коммуникационные блоки серии БПЭК-ЦК: БПЭК-02/ЦК, БПЭК-03/ЦК, БПЭК-04/ЦК Ex, БПЭК-05/ЦК.

Цифровые коммуникационные блоки серии БПЭК-ЦК

Серия цифровых коммуникационных блоков БПЭК-ЦК является следующей ступенью развития коммуникационных модулей серии БПЭК, успешно зарекомендовавших себя в составе систем телеметрии УКУГ.

Новая серия БПЭК-ЦК, помимо всех функциональных возможностей, которыми обладают модули телеметрии БПЭК предыдущей серии, включила в себя самые современные и наиболее востребованные в настоящее время технические решения в области передачи данных.

При проектировании новых цифровых коммуникационных блоков серии БПЭК-ЦК была выбрана модульная схема построения, при которой основными узлами прибора являются кросс плата, обеспечиваю-

щая электрическое питание и совместимость с различными типами электронных корректоров (вычислителей), и модемный модуль, предназначенный для выполнения процесса передачи данных по сетям сотовой связи. Модемный модуль включает в себя контроллер, управляющий различными режимами работы, оперативную память и модем GSM/GPRS либо модем NB-IoT. Причём конструкция БПЭК-ЦК допускает замену модемного модуля с модемом GSM/GPRS на модемный модуль с модемом NB-IoT и наоборот уже в процессе эксплуатации. Такая структура БПЭК-ЦК даёт возможность в случае необходимости перейти на использование альтернативного стандарта связи в процессе эксплуатации.

Таким образом, благодаря возможности выбора типа используемого модемного модуля, новые цифровые коммуникационные блоки серии БПЭК-ЦК поддерживают различные технологии сотовой связи: CSD, GPRS, NB-IoT.

Цифровые коммуникационные блоки серии БПЭК-ЦК предназначены для работы в составе программно-технического комплекса «Газсеть», включающего в себя как коммуникационное оборудование, так и программное обеспечение.

Программно-технический комплекс (ПТК) «Газсеть» — это универсальное комплексное решение по автоматизации сбора данных с УКУГ, оснащённых различными приборами учёта газа (корректорами и вычислителями), а также по организации диспетчерского контроля режимов работы УКУГ.

Использование цифровых коммуникационных блоков серии БПЭК-ЦК в составе ПТК «Газсеть» позволяет в автоматическом режиме передавать данные с большинства применяемых в настоящее время в составе УКУГ корректоров и вычислителей объёма газа на диспетчерские пункты региональных газовых компаний, а также интегрировать полученные данные в программы верхнего уровня, например, в единую информационно управляющую систему ИУС ГАЗ.

На сегодняшний день ПТК «Газсеть» обеспечивает сбор информации со следующих приборов учёта газа:

- ЕК260, ЕК270, ЕК280, ЕК290 (ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника»);
- ТС215, ТС220 (ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника»);
- СПГ761.1, СПГ761.2, СПГ742 (АО «НПФ «Логика»);
- Флоугаз, Флоугаз-Т (ООО ЭПО «Сигнал»);
- ULTRAMAG (ООО ЭПО «Сигнал»);
- Ирвис (ООО НПП «Ирвис»);
- TurboFlow UFG (ООО НПО «Турбулентность-ДОН»);
- Комплексы измерения газа СМТ-Комплекс (ООО «Техномер»).

Кроме того, постоянно ведутся работы по расширению списка приборов, подключаемых к ПТК «Газсеть».

Цифровые коммуникационные блоки серии БПЭК-ЦК имеют целый ряд дополнительных возможностей, которыми не обладают коммуникационные модули предыдущей серии БПЭК. Рассмотрим основные из этих возможностей.

1. Цифровые коммуникационные блоки БПЭК-ЦК имеют целый набор различных интерфейсов для подключения к электронным корректорам объёма газа: USB, RS232, RS422, RS485. Это позволяет организовать их работу со всеми наиболее распространёнными корректорами и вычислителями объёма газа от различных производителей: ЕК260/270/280/290, ТС215/220, СПГ761.1/761.2, СПГ742, Флоугаз, Флоугаз-Т, Ирвис, FLOWSIC 500, ULTRAMAG, TurboFlow UFG. Такое техническое решение экономически очень выгодно, так как для организации автоматического сбора данных со всех УКУГ, имеющих в отдельном регионе, независимо от типа установленных на них приборов учёта газа, достаточно использовать всего лишь один программно-технический комплекс, например, ПТК «Газсеть». Это позволяет реализовать надёжный способ сбора информации с разнотипных приборов учёта газа, уже имеющих на большом количестве УКУГ, в единую базу данных.

2. Цифровые коммуникационные блоки БПЭК-ЦК имеют в своём составе мощный процессор и достаточный объём оперативной памяти, что позволяет не только управлять различными режимами работы и связи, но и формировать следующие собственные архивы:

- «архив питания», в котором регистрируется время включения/выключения внешнего питания;
- «архив событий», в котором регистрируется информация по состоянию 4 дискретных входов;
- «архив сеансов связи», в котором сохраняется информация о всех проведённых сеансах связи с сервером, в том числе наименование оператора связи, уровень сигнала сотовой связи, тип соединения, продолжительность сеанса связи.
- при необходимости БПЭК-ЦК может формировать «архив потребления газа», основанный на данных, полученных от электронного корректора, что необходимо в случае если электронный корректор формирует свой архив потребления газа без привязки к меткам времени или не обладает энергонезависимостью.

3. USB-интерфейс, вынесенный на внешнюю часть корпуса БПЭК-ЦК, даёт возможность, в случае отсутствия связи с сервером, выполнять настройку параметров работы БПЭК-ЦК, а также чтение его архивов непосредственно на УКУГ с помощью ноутбука с установленным на нём ПО «Газсеть Стандарт». Помимо этого, таким способом можно выполнить следующие операции:

- проконтролировать соединение БПЭК-ЦК с электронным корректором;
- проверить уровень сигнала сотовой связи в месте установки БПЭК-ЦК;
- настроить режимы и параметры обмена данными БПЭК-ЦК с сервером;
- принудительно запустить процедуру обмена данными БПЭК-ЦК с сервером.

4. Цифровые коммуникационные блоки серии БПЭК-ЦК оснащены двумя SIM-картами и поддерживают два режима работы: режим

«две независимые SIM-карты» и режим «основная и резервная SIM-карты».

Режим «основная и резервная SIM-карты» используется для повышения надёжности связи. В данном режиме рекомендуется использовать SIM-карты различных операторов. В случае перебоев со связью у одного из операторов связи, происходит автоматическое переключение на резервного оператора.

В режиме «две независимые SIM-карты» БПЭК-ЦК поддерживает связь с двумя различными серверами, что позволяет передавать данные архивов электронного корректора как на сервер поставщика газа, так и на сервер потребителя газа.

5. На практике при организации системы телеметрии УКУГ, помимо передачи данных по учёту газа, задача обычно содержит дополнительные требования по обеспечению постоянного контроля за состоянием объекта (УКУГ) и оперативной передаче на сервер сообщений о внештатных и аварийных событиях (тревогах).

Процессор БПЭК-ЦК выполняет непрерывный контроль за состоянием 4-х дискретных входов, к которым могут быть подключены различные датчики с дискретными выходными сигналами, в том числе сигнализаторы предельной степени загазованности помещения различными газами, а также датчики пожарной и охранной сигнализаций. В случае срабатывания какого-либо датчика БПЭК-ЦК немедленно отправляет соответствующее тревожное сообщение на сервер. После чего эти события регистрируются в базе данных ПО «Газсеть Экстра», а также незамедлительно отображаются на экране монитора диспетчера. Также БПЭК-ЦК отправляет SMS-сообщение о возникновении аварий на заранее установленный номер мобильного телефона. Эти дополнительные функциональные возможности существенно повышают степень безопасности эксплуатации УКУГ.

Основные выполняемые функции и отличительные особенности коммуникационных модулей серии БПЭК и цифровых коммуникационных блоков серии БПЭК-ЦК приведены в Таблице 1.

Таблица 1

Выполняемые функции:		
№	Коммуникационные модули серии БПЭК	Цифровые коммуникационные блоки серии БПЭК-ЦК
1	работа с электронными корректорами EK260/270, C215/220, Флоугаз, Флоугаз-Т, Ирвис	работа с электронными корректорами EK260/270/280/290, TC215/220, СПГ761.1/761.2, СПГ742, Флоугаз, Флоугаз-Т, Ирвис, FLOWSIC 500, ULTRAMAG, TurboFlow UFG
2	интерфейс RS485	интерфейс USB, RS485, RS423, RS232
3	поддержка стандартов связи GSM-CSD и GPRS-FTP	поддержка стандартов связи GSM-CSD, GPRS-FTP, GPRS-TCP/IP, NB-IoT
4		формирование внутренних архивов служебной информации (архив изменений, архив событий, системный архив)
5		наличие встроенного контроллера для управления различными режимами работы
6		поочерёдная работа с двумя установленными SIM -картами в режиме «две независимые SIM – карты», либо в режиме «основная и резервная SIM-карты»
7		передача данных на несколько серверов (до 4 серверов)
8		непрерывный контроль 4 дискретных входов с регистрацией их состояния в архиве событий и передачей SMS – сообщений на телефон оператора при изменении их состояний
9		принудительная передача содержания внутренних архивов при нажатии специальной кнопки, расположенной на модемном модуле

Основные технические характеристики БПЭК-ЦК

Основные технические характеристики цифровых коммуникационных блоков серии БПЭК-ЦК приведены в таблицах 2, 3, 4, 5.

Таблица 2. Основные технические характеристики БПЭК-02/ЦК

Характеристика	Значение
Опрашиваемые электронные корректора и вычислители	ЕК260/270/280/290, ТС215/220, СПГ761.1/761.2, СПГ742, Флоугаз, Флоугаз-Т, Ирвис, FLOWSIC 500, ULTRAMAG
Дополнительное подключаемое оборудование	Датчики контроля состояния объекта с дискретными выходами
Основное питание	От сети переменного тока с напряжением $220 \pm 10\%$ В, частотой (50 ± 1) Гц
Резервное питание	Автономное питание в течение 120 ч от сменного комплекта литиевых батарей
Выходное напряжение искробезопасной цепи питания	$8,6 \div 9,0$ В
Маркировка взрывозащиты	[Exib Gb] IIB
Диапазон рабочих температур	от минус 40 до плюс 55°C
Класс защиты	IP 65
Поддерживаемые протоколы связи	GSM, GPRS/FTP, GPRS/TCP, NB- <u>IoT</u>
Количество SIM карт	2 шт.
Интерфейсы	RS232, RS422, RS485, USB
Количество дискретных входов	4 шт.
Габаритные размеры (Д x В x Ш), мм	190x240x90

Таблица 3. Основные технические характеристики БПЭК-03/ЦК

Характеристика	Значение
Опрашиваемые электронные корректора	ТС215, ТС220, Флоугаз-Т
Дополнительное подключаемое оборудование	Датчики контроля состояния объекта с дискретными выходами
Питание	От сети переменного тока с напряжением $220 \pm 10\%$ В, частотой (50 ± 1) Гц
Выходное напряжение искробезопасной цепи питания	8,6÷9,0 В
Маркировка взрывозащиты	[Exib Gb] IIB
Диапазон рабочих температур	от минус 40 до плюс 55°C
Класс защиты	IP 65
Поддерживаемые протоколы связи	GSM, GPRS/FTP, GPRS/TCP, NB-IoT
Количество SIM карт	2 шт.
Интерфейсы	RS232, RS422, RS485, USB
Количество дискретных входов	4 шт.
Габаритные размеры (Д x В x Ш), мм	190x240x90

Таблица 4. Основные технические характеристики БПЭК-04/ЦК Ex

Характеристика	Значение
Опрашиваемые электронные корректора и вычислители	EK260/270/280/290, ТС215/220, Флоугаз, Флоугаз-Т, ULTRAMAG, TurboFlowUFG
Дополнительное подключаемое оборудование	Датчики контроля состояния объекта с дискретными выходами
Автономное питание	в течение 40 000 ч от сменного комплекта литиевых батарей
Маркировка взрывозащиты	1 ExibIIB T5X
Диапазон рабочих температур	от минус 40 до плюс 55°C
Класс защиты	IP 66
Поддерживаемые протоколы связи	GSM, GPRS/FTP, GPRS/TCP, NB-IoT
Количество SIM карт	2 шт.
Интерфейсы	RS232, RS422, RS485, USB
Количество дискретных входов	4 шт.
Габаритные размеры (Д x В x Ш), мм	160x290x90

Таблица 5. Основные технические характеристики БПЭК-05/ЦК

Характеристика	Значение
Опрашиваемые электронные корректора и вычислители	ЕК260/270/280/290, ТС215/220, СПГ761.1/761.2, СПГ742, Флоугаз, Флоугаз-Т, Ирвис
Дополнительное подключаемое оборудование	Датчики контроля состояния объекта с дискретными выходами
Питание	От сети переменного тока с напряжением $220 \pm 10\%$ В, частотой (50 ± 1) Гц
Выходное напряжение	8,6÷9,0 В
Диапазон рабочих температур	от минус 40 до плюс 55°C
Класс защиты	IP 65
Поддерживаемые протоколы связи	GSM, GPRS/FTP, GPRS/TCP, NB-IoT
Количество SIM карт	2 шт.
Интерфейсы	RS232, RS422, RS485, USB
Количество дискретных входов	4 шт.
Габаритные размеры (Д x В x Ш), мм	190x240x90

ПРИМЕНЕНИЕ ВЗРЫВОЗАЩИЩЁННОГО КОММУНИКАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА УЗЛАХ УЧЁТА ГАЗА



Автор:

Евгений Анатольевич ПОТАПОВ

генеральный директор ООО «Техномер»

При выборе электрооборудования для оснащения узла учёта газа необходимо учитывать не только необходимые функциональные возможности и технические характеристики, но и вид конструктивного исполнения данного оборудования, обеспечивающего его безопасное применение в особых условиях эксплуатации, которые могут быть в помещении УУГ.

В зависимости от вероятности возникновения взрывоопасной смеси газа с воздухом в помещении УУГ, место установки оборудования может относиться как к взрывоопасной, так и к не взрывоопасной зоне.

Взрывоопасные зоны на узлах учёта газа

Согласно нормативному документу ПУЭ (Глава 7.3) взрывоопасная зона — это помещение или ограниченное пространство в помещении или наружной установке, в котором имеются или могут образоваться взрывоопасные смеси. Выделяют следующие классы взрывоопасных зон:

- зоны класса В-I — зоны, расположенные в помещениях, в которых выделяются горючие газы в таком количестве и обладающие такими свойствами, что они могут образовать с воздухом взрывоопасные

смеси при нормальных режимах работы;

- зоны класса В-Ia – расположены в помещениях, в которых взрывоопасные смеси горючих газов, независимо от нижнего концентрационного предела воспламенения, не образуются при нормальной эксплуатации, а только в результате аварий или неисправностей;

- зоны класса В-Iб – аналогичны В-Ia, но отличаются от них тем, что при авариях горючие газы обладают высоким нижним пределом воспламенения (15% и выше) и резким запахом при опасных концентрациях.

Так как на УУГ утечка газа может произойти только в результате аварии или неисправности, а нижний и верхний пределы концентрации природного газа в газозудушной смеси, при которой может происходить воспламенение (взрыв), находятся в диапазоне от 5% до 15%, помещения УУГ могут быть причислены к взрывоопасным зонам класса В-1а, В-1б. Также в зависимости от объёма помещения, скорости воздухообмена (наличия средств вентиляции) и других факторов, помещение УУГ может являться невзрывоопасной зоной – в случае невозможности образования в нём взрывоопасной смеси газа с воздухом ни при каких обстоятельствах.

К эксплуатации во взрывоопасных зонах допускается электрооборудование, которое изготовлено в соответствии с требованиями государственных стандартов на взрывозащищенное электрооборудование. Существует ряд конструктивных решений по обеспечению взрывозащиты, однако на практике для электрооборудования, устанавливаемого на УУГ, наиболее часто применяется вид взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь» (Ex i) и намного реже – вид взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» (Ex d).

Искробезопасная электрическая цепь (Ex i)

Вид взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь» (Ex i) основан на принципе ограничения предельной энергии, накапливаемой или выделяемой электрической цепью в обычном и аварийном режиме. Оборудование с видом взрывозащиты Ex i включает искробезопасные цепи, которые ввиду низкого энергетического потенциала не могут произвести загорание взрывоопасной смеси.

Также важным вопросом в обеспечении взрывозащиты является передача электрических информационных сигналов из одной зоны в другую. Чаще всего из взрывоопасной зоны, где расположены счётчики газа, электронные корректоры объёма газа и датчики физических величин, в невзрывоопасную зону, в которой могут быть расположены элементы управления и коммуникационное оборудование. ГОСТ Р МЭК 60079-0-2011 определяет такие системы как «связанное электрооборудование». Связанное электрооборудование – электрооборудование, которое содержит одновременно искробезопасные и искроопасные цепи, сконструированные таким образом, что искроопасные цепи не могут оказывать отрицательное влияние на искробезопасные цепи. Задачу исключения влияния искроопасных цепей на искробезопасные решают специальные приборы - барьеры искрозащиты. Главной функцией барьеров искрозащиты является ограничение тока и напряжения в электрических цепях, находящихся внутри взрывоопасной зоны (искробезопасных электрических цепях) даже в случае аварии.

В барьерах искрозащиты применяются защищённые плавкими предохранителями стабилитроны, которые ограничивают максимальное напряжение шунтированием аварийного тока на землю. Последовательно с предохранителями включены ограничительные резисторы, лимитирующие максимальный ток до допустимого для искробезопасных цепей значения. Таким образом, взрывозащита Ex i, построенная на принципе ограничения энергии до определённого уровня, делает искробезопасную электрическую цепь практически неспособной к воспламенению огнеопасной смеси даже в коротко-

замкнутом состоянии под напряжением.

Вид взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» (Ex d)

Вид взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» (Ex d) опускает существенные количества электрической энергии в цепях электрооборудования и применяется для электрооборудования, обладающего большой электрической мощностью.

При таком виде взрывозащиты все электрические цепи электрооборудования помещаются в прочную оболочку, способную выдержать внутренний взрыв без деформирования. Все электрические соединительные провода и кабели при этом виде взрывозащиты прокладываются внутри прочных взрывонепроницаемых стальных труб или кабельных трубопроводов, которые тщательно герметизированы в местах ввода в оболочку.

Современные технические решения и элементная база вполне позволяют разрабатывать и производить маломощное контрольно-измерительное и коммуникационное оборудование для оснащения УУГ с низким энергопотреблением.

Таким образом, преимуществами взрывозащиты Ex i перед Ex d являются: экономия средств при монтаже оборудования, более надёжная эксплуатация и более удобное техническое обслуживание. Совокупность данных преимуществ приводит к тому, что Ex i используется в 90% случаях применения взрывозащищённого электрооборудования на УУГ.

Обеспечение взрывозащиты коммуникационного оборудования серии БПЭК и зоны его размещения

1. Невзрывозащищённое коммуникационное оборудование

Блоки питания, коммуникационные модули и цифровые коммуникационные блоки пятой серии (БПЭК-05, БПЭК-05/Т, БПЭК-05/ТМ, БПЭК-05/ЦК) не являются взрывозащищённым оборудованием и не имеют маркировки взрывозащиты. Их установка и эксплуатация допускаются только вне взрывоопасной зоны. Данные приборы могут применяться для передачи данных с электронных корректоров объёма газа ЕК260/270/280/290, СПГ761.1/761.2, СПГ742, Флоугаз, Ирвис и температурных корректоров ТС215/220, Флоугаз Т, также расположенных только вне взрывоопасной зоны, как это показано на Рисунке 1.



Рис.1

2. Коммуникационное оборудование с барьерами искрозащиты

Блоки питания, коммуникационные модули и цифровые коммуникационные блоки второй, третьей и четвёртой серий (БПЭК-02/М, БПЭК-02/МТ, БПЭК-02/ЦК, БПЭК-03, БПЭК-03/Т, БПЭК-03/ЦК, БПЭК-04/ТС, БПЭК-04/ЕК) относятся к связанному электрооборудованию группы II по ГОСТ 31610.0-2014, имеют маркировку взрывозащищенного электрооборудования [ExibGb] IIB, что допускает их установку только вне взрывоопасной зоны, но позволяет работу в комплекте с взрывозащищенным электрооборудованием с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь» уровня «ib», расположен-

ным во взрывоопасной зоне, как это показано на Рисунке 2. Таким оборудованием могут быть электронные корректора EK 260/270/280/290, Флоугаз, FLOWSIC 500, ULTRAMAG, TurboFlow UFG и температурные корректора TC215, TC220, Флоугаз Т.

Взрывозащита данной группы приборов обеспечивается следующими средствами. Цепи питания, искробезопасные и сигнальные цепи гальванически развязаны между собой с помощью DC/DC преобразователей и оптоэлементов. Искробезопасность электрических цепей, идущих во взрывоопасную зону, достигается применением барьеров искрозащиты, обеспечивающих гальваническую развязку искроопасных и искробезопасных цепей. Для защиты входной цепи питания от повышенных значений электрического тока применены плавкие предохранители. Максимальные значения суммарной электрической ёмкости и индуктивности линии связи и внешних устройств установлены с учетом требований искробезопасности ГОСТ 31610.11-2014 (IEC 60079-11:2011) для электрооборудования подгруппы IIB.

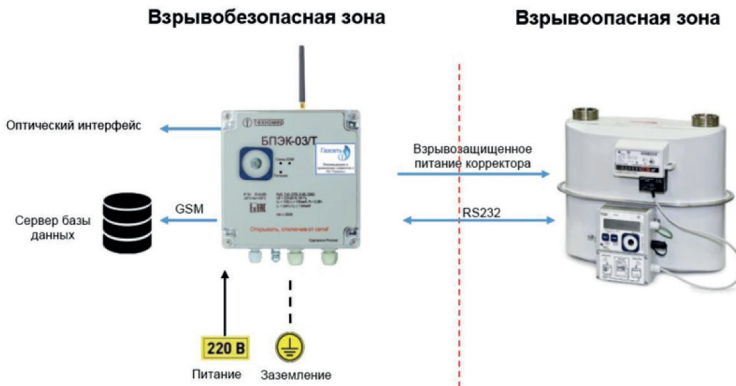


Рис. 2

3. Автономное взрывозащищённое коммуникационное оборудование

Автономные коммуникационные модули БПЭК-04 Ех и БПЭК-04/ЦК Ех могут быть установлены непосредственно во взрывоопасной зоне, так как имеют маркировку взрывозащищенного электрооборудования 1Ex ib IIB T5 X и применяются в составе ПТК «Газсеть» для дистанционного сбора данных с электронных корректоров объёма газа EK 260/270/280/290, TC215/220, Флоугаз, FLOWSIC 500, ULTRAMAG, Turbo Flow UFG и температурных корректоров TC215/220, Флоугаз Т, расположенных во взрывобезопасной зоне, как это показано на Рисунке 3.

Взрывозащита БПЭК-04 Ех и БПЭК-04/ЦК Ех обеспечивается следующими средствами:

- имеется блокировка (два концевых выключателя), отключающая автономное питание прибора при открытии крышки корпуса;
- для защиты от перемены полярности элементов питания применены диоды;
- для защиты от повышения значения тока – плавкие предохранители;
- для ограничения напряжения и тока в цепях связи с внешними устройствами применены ограничительные сопротивления и стабилизаторы;
- максимальные значения суммарной электрической ёмкости и суммарной электрической индуктивности установлены с учётом требований искробезопасности.



Рис. 3

Таким образом, линейка коммуникационного оборудования серии БПЭК включает приборы, выполненные в различных конструктивных исполнениях в зависимости от применяемых технических средств обеспечения их взрывобезопасности. Имеются различные исполнения БПЭК, предназначенные для размещения и работы как в невзрывоопасной зоне, так и во взрывоопасной зоне, а также приборы со встроенными барьерами искрозащиты, предназначенные для размещения в невзрывоопасной зоне, но допускающие подключение к электронным корректорам, находящимся во взрывоопасной зоне.

При выборе исполнения БПЭК для оснащения узла учёта газа в каждом конкретном случае в первую очередь необходимо учитывать наличие либо отсутствие взрывоопасной зоны в местах размещения как самого БПЭК, так и подключённого к нему электронного корректора (вычислителя) объёма газа.



ООО «Техномер»

Нижегородская обл.,
г.Арзамас, ул.Калинина, 68

+7 (83147) 7-66-72

+7 (83147) 7-66-73

info@tehnomer.ru