

ПРАВИЛА учета природного газа в Кыргызской Республике (утверждены приказом Минпромэнергетики и топливных ресурсов КР от 28 мая 2008 года № 74)

Зарегистрировано в Министерстве юстиции Кыргызской Республики
7 июля 2008 года. Регистрационный номер 68-08

Утверждены
{*приказом:300862} Министерства
промышленности, энергетики
и топливных ресурсов
Кыргызской Республики
от 28 мая 2008 года № 74

ПРАВИЛА учета природного газа в Кыргызской Республике

Предисловие

1. Область применения
2. Определения и сокращения
3. Общие положения
4. Организация учета газа по промышленным приборам учета газа
5. Требования к метрологическим характеристикам приборов учета газа
6. Приемка в эксплуатацию узла учета газа
7. Эксплуатация узла учета газа
8. Организация учета газа и приемка в эксплуатацию бытовых газовых счетчиков
9. Ответственность сторон

Приложение А. Порядок приемки в эксплуатацию законченного строительством (вновь вводимого или реконструированного) измерительного комплекса с сужающим устройством

Приложение Б. Порядок приемки в эксплуатацию законченного строительством (вновь вводимого или реконструированного) узла учета газа с ротационным или турбинным газовым счетчиком

Приложение В. Расчет поправочного коэффициента к использованному объему газа

Приложение Г. Журнал (оперативного) ежесуточного учета использованного природного газа на _____ месяц
200_ г.

Приложение Д. Договор № на установку и эксплуатацию прибора учета газа (газового счетчика) бытовому потребителю от "___" _____ 200_

Приложение Е. Библиография

Предисловие

1. РАЗРАБОТАНЫ Государственной инспекцией по энергетике и газу при

Министерстве промышленности, энергетики и топливных ресурсов Кыргызской Республики и Открытым акционерным обществом "Кыргызгаз".

2. УТВЕРЖДЕНЫ {*приказом:300862} Министерства промышленности, энергетики и топливных ресурсов Кыргызской Республики от 28 мая 2008 года № 74.

3. В Правилах изложены основные организационные и технические требования к учету газа во всех отраслях экономики Кыргызской Республики.

Правила обязательны для специалистов и работников занятых: разработкой средств измерения расхода и параметров газа, проектированием, наладкой и эксплуатацией узлов учета газа.

4. ВВЕДЕНЫ ВПЕРВЫЕ.

1. Область применения

1.1. Настоящие "Правила учета природного газа в Кыргызской Республике" (далее по тексту - Правила) разработаны в соответствии с Гражданским кодексом Кыргызской Республики, Законами Кыргызской Республики "Об энергетике", "Об энергосбережении", "Об обеспечении единства измерений", "О защите прав потребителей" и определяют взаимоотношения между газодобывающими, газотранспортными, газораспределительными организациями (далее по тексту - Поставщик) и потребителями газа (далее по тексту - Потребитель).

1.2. Правила определяют требования к организации учета количества и расхода природного газа (далее по тексту - газа), контроля его параметров, а также общие технические требования к коммерческим узлам учета газа (далее по тексту - УУГ).

Требования Правил распространяются на Поставщика и Потребителя при взаимных расчетах за поставку, транспортировку и использование газа.

1.3. Правила действуют на территории Кыргызской Республики и обязательны для исполнения индивидуальными предпринимателями, физическими и юридическими лицами, занятыми: коммерческим учетом природного газа, проектированием газоиспользующих объектов, выполнением монтажных, ремонтных, наладочных работ и эксплуатацией УУГ, а также для бюджетных потребителей и населения при использовании газа.

2. Определения и сокращения

В настоящих правилах применяются следующие термины с соответствующими определениями:

Авторизация - делегирование уполномоченным органом по обеспечению единства измерений юридическому лицу прав на проведение поверки и (или) испытаний с целью утверждения типа средств измерений.

Абсолютная погрешность измерения - погрешность измерения, выраженная в единицах измеряемой величины.

Бытовой потребитель газа (население - абонент) - Потребитель присоединенный к сети газоснабжения Поставщика и использующий газ на бытовые нужды (пищеприготовление, горячее водоснабжение, отопление помещений).

Вычислитель расхода (корректор) - устройство, обеспечивающее расчет расхода и количества газа, приведенного к стандартным условиям на основе входной информации о рабочем расходе, давлении, перепаде давле-

ния, температуре и составе газовой смеси.

Газодобывающая организация (Лицензиат) - специализированная организация, занимающаяся деятельностью по производству (добыче), переработке, хранению, транспортировке, продаже природного газа Потребителям и имеющая на данные виды деятельности лицензию, выданную уполномоченным государственным органом.

Газотранспортная организация (Лицензиат) - специализированная организация, эксплуатирующая магистральные газопроводы и сооружения на них, и осуществляющая деятельность по транспортировке природного газа и имеющая на данный вид деятельности лицензию, выданную уполномоченным государственным органом.

Газораспределительная (газоснабжающая) организация (Лицензиат) - специализированная организация, осуществляющая эксплуатацию газораспределительной системы и занимающаяся деятельностью по распределению, продаже природного газа и имеющая на данные виды деятельности лицензию, выданную уполномоченным государственным органом.

Газ - горючий природный, нефтяной (попутный), добываемый и собираемый газо-нефтедобывающими организациями и вырабатываемый газо-нефтеперерабатывающими заводами.

Газоиспользующее оборудование - комплекс устройств, использующих природный газ для технологических и производственных нужд, а также оборудование, применяемое населением для отопления, горячего водоснабжения, пищевого приготовления.

Граница балансовой принадлежности газопровода (граница собственности) - линия раздела газопровода между Поставщиком и Потребителем по признаку собственности, аренды, которая оформляется актом разграничения зон обслуживания.

Государственный метрологический надзор - деятельность, осуществляемая, уполномоченными государственными органами в целях проверки соблюдения требований по обеспечению единства измерения.

Документы по стандартизации и метрологии (ДСМ) - документы, действующие на территории Кыргызской Республики, к которым относятся: международные (региональные), национальные стандарты, в т.ч. других стран, правила, нормы и рекомендации в области стандартизации и метрологии, стандарты организации.

Давление газа - абсолютное давление газа, измеренное в месте расположения отверстия для отбора давления.

Диапазон измерений средства измерений - область значений величины, в пределах которой нормированы допускаемые пределы погрешности средства измерений.

Измерительный комплекс - средство измерений, представляющее собой совокупность измерительных трубопроводов, по которым течет измеряемая среда, сужающих устройств (СУ) и средств измерений (СИ) контролируемых параметров (перепада давления, давления, температуры, состава газа, плотности), средств обработки результатов измерений (планиметров, вычислительных устройств ручного и автоматического действия), соединительных линий и вспомогательных устройств по подготовке измеряемой среды к измерениям (фильтров, сепараторов, струевыпрямителей, кранов и т.п.).

Измерительный прибор - средство измерений, предназначенное для по-

лучения значений измеряемой физической величины в установленном диапазоне.

Измерительный трубопровод - участок трубопровода, границы и геометрические характеристики которого, а также размещение на нем прибора учета газа, сужающего устройства, местных сопротивлений, средств измерений параметров газа нормируются нормативными документами на конкретный прибор учета газа.

Избыточное давление газа - часть абсолютного давления газа, на которую оно превышает атмосферное давление.

Калибровка средств измерений - совокупность операций, устанавливающих соответствие между значением величины, полученным с помощью данного средства измерений и соответствующим значением величины, определенным с помощью эталона с целью определения действительных метрологических характеристик этого средства измерений.

Метрологическая экспертиза - анализ и оценивание правильности применения метрологических требований, правил и норм, связанных с единством и точностью измерений.

Метрологическая аттестация средств измерения - исследование средства измерений, выполняемое для определения метрологических свойств этого средства измерений, и выдача документа с указанием полученных данных.

Минимальный расход счетчика - минимальная нагрузка счетчика, при которой погрешность счетчика не выходит за пределы допустимых значений.

Максимальный расход счетчика - максимальная допустимая кратковременная (не более 1 часа в сутки) нагрузка счетчика, при которой погрешность счетчика не выходит за пределы допустимых значений.

Местное сопротивление - трубопроводная арматура или другой элемент трубопровода, изменяющий кинематическую структуру потока газа (задвижка, кран, колено, диффузор и т.д.).

Номинальный расход - максимальная допустимая постоянная нагрузка счетчика, при которой погрешность счетчика не выходит за пределы допустимых значений.

Относительная погрешность измерения - погрешность измерения, выраженная отношением абсолютной погрешности измерения к действительному или измеряемому значению измеряемой величины.

Приведенная погрешность средства измерения - относительная погрешность, выраженная отношением абсолютной погрешности средства измерений к условно принятому значению величины, постоянному во всем диапазоне измерений или в части диапазона.

Потребитель (коммерческий, бюджетный и бытовой потребитель) - физическое или юридическое лицо, получающее газ по газопроводу, непосредственно присоединенному к газопроводу Поставщика, использующее газ в качестве топлива или сырья и имеющее с ним Договор на поставку газа.

Поставщик - газодобывающая, газотранспортная, газораспределительная организация, обеспечивающая поставку и продажу природного газа Потребителю.

Проверка средств измерений - совокупность операций, выполняемых с целью, подтверждения соответствия действительных значений метрологических характеристик средств измерений, установленным обязательным требованиям ДСМ.

Погрешность средства измерения - отклонение результата измерения от истинного (действительного) значения измеряемой величины.

Порог чувствительности средства измерений - характеристика средства измерений в виде наименьшего значения изменения физической величины, начиная с которого может осуществляться ее измерение данным средством.

Прямолинейный участок трубопровода - прямая труба, не содержащая местных сопротивлений (колен, вентилей, уступов и т.п.).

Преобразователь расхода газа (датчик расхода) - средство измерения расхода газа, предназначенное для выработки сигнала по расходу и объему газа в форме удобной для передачи, дальнейшего преобразования, обработки и (или) хранения, но неподдающейся непосредственному восприятию наблюдателем.

Перепад давления на сужающем устройстве - разность между значениями статистического давления газа до и после сужающего устройства.

Приборы учета газа - средства измерений, которые выполняют одну или несколько функций: измерение, накопление, хранение, отображение информации о расходе (объеме), температуре, давлении газа и времени работы приборов, в т.ч. и бытовые приборы учета газа (газовый счетчик).

Приемка в эксплуатацию узла учета газа - процедура, определяющая готовность коммерческого узла учета газа к эксплуатации, завершающаяся подписанием акта установленного образца.

Расход газа - объем газа при рабочих условиях, протекающий по газопроводу в единицу времени.

Расход газа, приведенный к стандартным условиям - расход газа, приведенный к условиям по ГОСТ 2939, т.е. абсолютное давление 0,101325 МПа, температура 20 град. Цельсия, влажность газа равна 0 (далее стандартные условия).

Рабочие условия - давление и температура газа при которых выполняют измерение его расхода.

Расчетный период - период времени, за который определяется количество использованного газа и производятся взаиморасчеты за использованный газ между Потребителем и Поставщиком.

Средство измерений - техническое средство, предназначенное для измерений, имеющее нормированные метрологические характеристики.

Сужающее устройство - техническое устройство, устанавливаемое в измерительном трубопроводе, со сквозным отверстием для создания перепада давления газа путем местного уменьшения площади сечения трубопровода (сужения потока).

Стандартная диафрагма - тип сужающего устройства, выполненного в виде тонкого диска, с круглым отверстием, имеющим со стороны входа потока газа острую прямоугольную кромку, геометрические характеристики и условия применения которого регламентированы стандартом ГОСТ 8.586.2.

Точность средства измерений - характеристика качества средства измерений, отражающая близость его погрешности к нулю.

Узел учета газа - комплект средств измерений и устройств, обеспечивающий учет количества газа, а также контроль и регистрацию его параметров.

Утверждение типа средств измерений - решение, вынесенное уполномоченным государственным органом о том, что тип средств измерений соот-

ветствует установленным требованиям.

Условно-постоянный параметр - параметр считается условно-постоянным, если его значение принимается неизменным в течение выбранного интервала времени измерения (отчетного периода). Условно-постоянные величины могут быть приняты равными ожидаемым значениям, прогнозируемым на основе ранее выполненных измерений или общих знаний об условиях измерений.

В настоящих правилах применяются следующие сокращения:

ВР - вычислитель расхода;

ГЭИ (Госэнергоинспекция) - Государственная инспекция по энергетике и газу при Министерстве промышленности, энергетики и топливных ресурсов Кыргызской Республики;

ДСМ - документы по стандартизации и метрологии;

ИК - измерительный комплекс;

ИТ - измерительный трубопровод;

МС - местное сопротивление;

СУ - сужающее устройство;

СИ - средства измерения;

УУГ - узел учета газа;

НИСМ КР - Национальный институт стандартов и метрологии Кыргызской Республики (Кыргызстандарт).

3. Общие положения

3.1. Учет газа организуется с целью:

- осуществления финансовых расчетов между Поставщиком и Потребителем;
- контроля за расходными режимами систем газоснабжения;
- составления и анализа баланса газа;
- контроля за рациональным и эффективным использованием газа.

3.2. Строительно-монтажные работы, демонтаж или реконструкция газопроводов, средств измерений (СИ) и оборудования, входящего в состав узла учета газа (УУГ) проводятся по заданию Заказчика на основании проектной документации, разработанной специализированной организацией, имеющей лицензию в соответствии с Законом Кыргызской Республики "О лицензировании" и "Правилами безопасности в газовом хозяйстве" (ПБГХ). Работы проводятся с обязательным соблюдением требований действующей документации по стандартизации и метрологии (ДСМ).

3.3. Проекты на узлы учета газа, с минимальным часовым расходом газа более 40 куб.м/час, представляются в Госэнергоинспекцию на метрологическую экспертизу.

3.4. Проект УУГ должен предусматривать:

- применение современных систем учета газа;
- все необходимые сведения и чертежи для изготовления деталей УУГ (сужающее устройство (СУ), камеры СУ и т.д.).

3.5. Выбор СИ узла учета газа, с соблюдением требуемой точности измерений, осуществляет проектная организация совместно с Потребителем и согласовывается с Поставщиком.

3.6. Учет газа должен осуществляться по одному УУГ (на вводе до ГРП, ШРУ).

В исключительных случаях, если технологически не возможно вести учет газа с одного УУГ, допускается по согласованию с Поставщиком установка дополнительного (второго) УУГ.

3.7. В УУГ должны применяться СИ утвержденного типа, прошедшие поверку в порядке, установленном Законом Кыргызской Республики "Об обеспечении единства измерений". Решение об утверждении типа СИ принимается Национальным органом по обеспечению единства измерения и удостоверяется сертификатом об утверждении типа.

3.8. Допускается применение СИ, производимых в Кыргызской Республике или приобретаемых по импорту в единичных экземплярах или мелкими партиями по результатам первичной поверки или метрологической аттестации.

3.9. Все СИ должны проходить поверку с периодичностью, установленной требованиями Правил по метрологии ПР146.8.001. Средства измерения УУГ, у которых истек срок действия поверки, к эксплуатации не допускаются.

3.10. Деятельность по изготовлению, ремонту и продаже СИ осуществляется юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями в установленном законодательством порядке. Утверждение типа СИ, впервые введенных и применяемых на территории Кыргызской Республики, проводится Национальным органом по обеспечению единства измерения.

3.11. Метрологические службы и лаборатории юридических лиц могут быть авторизованы на проведение испытаний с целью утверждения типа и/или поверки СИ в определенной области измерений. Проведение авторизации осуществляется в порядке, устанавливаемом Национальным органом по обеспечению единства измерения.

3.12. Диапазоны измерений применяемых СИ должны соответствовать диапазонам изменений контролируемых параметров. Максимальные и минимальные значения измеряемых параметров должны перекрываться диапазонами СИ.

3.13. СИ следует применять в соответствии с требованиями технической документации по условиям эксплуатации и безопасности их применения, установленным его изготовителем.

4. Организация учета газа по промышленным приборам учета газа

4.1. Взаимные обязательства между Поставщиком и Потребителем по условиям расчета за использованный газ, а также по соблюдению режимов поставки и использования газа определяются Договором, заключенным между ними, не противоречащим законодательству Кыргызской Республики.

4.2. Не допускается поставка газа Потребителю без приборов учета газа.

Количество газа, поставляемого Потребителю, определяется по приборам учета Потребителя, а в случае, если Поставщик считает необходимым, то по приборам учета Поставщика.

Количество газа поставляемого газотранспортной организацией в газораспределительную организацию определяется по УУГ газотранспортной организации, при отсутствии УУГ у газотранспортной организации допускается поставка газа по УУГ газораспределительной организации или Потребителя.

Установка и снятие приборов учета газа на измерительных газопроводах газотранспортной организации производится в присутствии представителя газораспределительной организации.

4.3. Объем поданного - использованного газа для расчетов с Потребителями должен быть приведен к стандартным условиям согласно требованиям ГОСТ 2939.

4.4. Количество поданного - использованного газа оформляется актом. Акт является основанием для расчета и в необходимых случаях, перерасчета за поданный газ.

4.5. При давлении газа в УУГ более 5 кПа, процесс измерений контролируемых параметров и обработки результатов измерений в УУГ должен быть автоматическим или полуавтоматическим. В исключительных случаях при техническом обосновании невозможности применения данного процесса измерения, выбор средства измерения расхода газа производится по согласованию с Поставщиком.

4.6. При давлении газа в УУГ равном или менее 5 кПа, измерение параметров газа допускается проводить с отдельным измерением контролируемых параметров:

а) самопишущими средствами измерения;

б) показывающими средствами измерения, при этом объем потребленного газа приводится к стандартным условиям по условно-постоянным значениям параметров газа (давлению и температуре), которые оговариваются двухсторонним соглашением, подписанным Поставщиком и Потребителем. Значения давления и температуры газа принимаются по максимально возможному давлению и минимально возможной температуре газа в УУГ.

4.7. На УУГ с отдельным измерением контролируемых параметров должны фиксироваться и определяться:

- объем газа в рабочих условиях;
- среднесуточный перепад давления газа на сужающем устройстве (СУ);
- среднесуточная температура газа;
- среднесуточное избыточное давление газа;
- время работы прибора учета газа.

4.8. УУГ должен обеспечивать измерение объема газа во всем диапазоне расходов, с погрешностью измерения, не превышающей предельно допустимой погрешности измерения расхода газа. При расходах газа, меньших минимально-допустимого предела измерения УУГ, расчет объемов газа производится по минимально-допустимому расходу.

4.9. СИ, необходимые для измерения расхода и количества газа выбирают исходя из условий их эксплуатации и технико-экономической целесообразности, в соответствии с 4.5, 4.6.

4.10. Для автоматизации процедуры измерения и определения расхода газа в реальном масштабе времени применяют вычислительные устройства, которые принимают сигналы от измерительных преобразователей параметров газа, автоматически обрабатывают их и выдают необходимую информацию.

4.11. При использовании в составе ИК вычислителя расхода результаты измерений и вычислений должны фиксироваться на бумаге с помощью автоматических средств печати.

4.12. В ИК с полуавтоматическим расчетом количества газа условно-постоянные параметры должны вводиться ответственными лицами Постав-

щика и Потребителя. Время ввода условно-постоянных параметров и их значения должны регистрироваться в эксплуатационном журнале с подписью ответственных лиц.

4.13. УУГ должен быть защищен от несанкционированного вмешательства.

В измерительном комплексе (ИК) с полуавтоматическими и автоматическими измерениями допускается применять системы любого принципа действия с защитой памяти и программ от несанкционированного вмешательства.

Поставщик имеет право в присутствии Потребителя пломбировать СИ узла учета газа и запорную арматуру в рабочем положении.

На УУГ работающих по методу переменного перепада давления, блок преобразователей давления и разности давления газа необходимо заключать в металлический, закрывающийся шкаф с возможностью пломбирования двери. После установки кранов дифманометров в рабочее положение и проверки всех соединений на герметичность, двери шкафа должны быть опломбированы. Шкаф должен иметь вентиляционный канал.

4.14. На байпасной линии УУГ (если она предусмотрена проектом) должен быть обеспечен контроль герметичности ее, т.е. установлены два отключающих устройства и между ними сбросной трубопровод, на котором предусматриваются отключающее устройство и манометр перед ним.

4.15. Время выхода из строя УУГ и нарушения пломб на оборудовании и СИ узла учета газа фиксируются Потребителем соответствующей записью в эксплуатационном журнале с немедленным уведомлением об этом Поставщика. Потребитель обязан сообщить Поставщику показания приборов УУГ на момент выхода его из строя.

4.16. Расчет неучтенного газа при выходе из строя прибора учета расхода и параметров газа, а также при хищении газа проводится по приложению Б.4 "Правил поставки и пользования природным газом в Кыргызской Республике".

4.17. Измерение расхода газа ротационным или турбинным газовым счетчиком

4.17.1. Монтаж УУГ должен соответствовать требованиям технической документации на данный вид газового счетчика и правилам ПР50.2.019.

4.17.2. Измерение и расчет использованного количества газа на узле учета газа (УУГ) с ротационным и/или турбинным газовым счетчиком должны производиться в соответствии с требованиями ПР50.2.019.

4.17.3. Если УУГ не оснащен корректором или самопишущими манометром и термометром, то Потребитель обязан каждые 2 часа фиксировать в эксплуатационном журнале по показаниям измерительных приборов значения давления, температуры и часового расхода газа.

4.17.4. Потребитель обязан ежемесячно представлять Поставщику количество потребленного газа и выписку из эксплуатационного журнала о среднесуточной температуре и давлении газа, а также расчет поправочного коэффициента, выполненный в соответствии с приложением В.

4.17.5. На УУГ оформляется паспорт в соответствии с приложением Б настоящих Правил.

4.17.6. Учет использованного газа по другим видам газовых счетчиков осуществляется в соответствии с технической документацией на данные виды счетчиков.

4.18. Измерение расхода газа методом переменного перепада давления

4.18.1. Измерение расхода газа методом переменного перепада давления с использованием стандартных СУ производится в соответствии с требованиями ГОСТ 8.586.1, ГОСТ 8.586.2, ГОСТ 8.586.3, ГОСТ 8.586.4, ГОСТ 8.586.5.

4.18.2. В системах с отдельными процессами измерений контролируемых параметров и обработки результатов измерений применяют интегрирующие или самопишущие приборы для измерения параметров, изменяющихся во времени, а также планиметры или другие устройства для считывания графической информации. Расчет суточного расхода газа должен производиться по лицензионной компьютерной программе.

4.18.3. На ИК должен храниться комплект технической документации на УУГ, сформированный и оформленный владельцем ИК, в соответствии с приложением А.

5. Требования к метрологическим характеристикам приборов учета газа

5.1. Допустимая относительная погрешность УУГ должна быть в пределах от 1 до 5% в соответствии с 3.2 ГОСТ 8.143.

При максимальном потреблении газа более 500 куб.м/час, объем потребленного газа должен измеряться с относительной погрешностью измерения не более 3%.

5.2. Погрешность применяемых СИ, входящих в УУГ, выбирают с учетом обеспечения необходимой его точности.

5.3. Погрешность преобразователей давления и перепада давления определяется с учетом дополнительных погрешностей, возникающих в результате особенностей эксплуатации этих измерительных преобразователей.

5.4. Погрешность УУГ с применением СУ определяется по соответствующей компьютерной программе, а при применении промышленных ротационных и турбинных газовых счетчиков в соответствии с разделом 9 ПР50.2.019.

5.5. Бытовые газовые счетчики должны обеспечивать измерение расхода газа с погрешностью не более установленной требованиями ГОСТ 8.324, ГОСТ Р 50818.

6. Приемка в эксплуатацию узла учета газа

6.1. Технический надзор за монтажом УУГ проводят соответствующие службы Потребителя.

Поставщик может осуществлять технический надзор за монтажом УУГ на основании договора заключенного с Потребителем, с учетом применения прейскуранта цен на услуги, согласованного уполномоченным государственным органом.

6.2. Законченный строительством (вновь вводимый, реконструированный или модернизированный) измерительный комплекс с сужающим устройством и УУГ с ротационными или турбинными газовыми счетчиками принимаются в эксплуатацию приемочными комиссиями в соответствии с требованиями приложения А и приложения Б.

Приемка в эксплуатацию УУГ с другими типами газовых счетчиков проводится на основании технической документации на эти счетчики.

6.3. Приемка УУГ в эксплуатацию проводится в два этапа - приемка в

опытную эксплуатацию и окончательная приемка УУГ для коммерческого учета газа.

Приемка УУГ в опытную эксплуатацию осуществляется в порядке, указанном в приложении А и в приложении Б. В акте приемки УУГ в опытную эксплуатацию указывается срок окончательной приемки УУГ.

УУГ принимается после окончания срока его опытной эксплуатации при ее положительных результатах и устранении всех замечаний, указанных в акте.

В комиссию по приемке УУГ входят представители:

- монтажной организации;
- Поставщика;
- Потребителя;
- Госэнергоинспекции.

6.4. Вызов представителей комиссии для приемки в эксплуатацию УУГ осуществляет подрядчик, а при его отсутствии - владелец, не менее чем за 5 дней до предполагаемого дня приемки УУГ, с предварительным предоставлением (для ознакомления комиссии) комплекта технических документов, указанных в приложении А или в приложении Б.

6.5. В случае выявления несоответствия монтажа УУГ требованиям действующей нормативной документации, УУГ к эксплуатации не допускается и в акте приводится полный перечень выявленных недостатков.

Повторная приемка в эксплуатацию УУГ производится по мере устранения всех недостатков, перечисленных в акте.

6.6. УУГ считается принятым в эксплуатацию и пригодным для ведения коммерческого учета газа с момента подписания акта его приемки приемочной комиссией.

7. Эксплуатация узла учета газа

7.1. Владелец обязан эксплуатировать УУГ в соответствии с требованиями эксплуатационной документации, ДСМ и настоящих Правил.

7.2. Потребитель с месячным газопотреблением более 10 тыс. куб.м обязан ежедневно представлять в службу Поставщика сведения о потребленном количестве газа в определенное время, согласно заключенного Договора на поставку газа.

Поставщик фиксирует в оперативном журнале полученные сведения от Потребителя по форме журнала приложение Г.

При вводе в эксплуатацию нового УУГ в эксплуатационном журнале отмечается время начала записей показаний, установленного прибора учета газа.

Снятие показаний прибора учета газа с месячным расходом газа менее 10 тыс. куб.м производится Поставщиком не реже одного раза в месяц.

7.3. Поставщик и Потребитель имеют право, для определения погрешности СИ в течение межповерочного интервала, производить калибровку СИ. Результат калибровки СИ, может служить основанием для требования внеочередной поверки СИ.

При требовании внеочередной поверки СИ в случае исправности СИ, оплату за их поверку производит требующая сторона, а при неисправности - сторона эксплуатирующая.

7.4. При несвоевременном сообщении Потребителем о нарушениях в ра-

боте УУГ, его неисправности, УУГ считается неисправным с момента его последней проверки Поставщиком.

7.5. Необходимость внеочередной поверки может возникнуть вследствие следующих причин:

- подозрение в выходе погрешности СИ за пределы допустимых значений;

- нарушения климатических условий эксплуатации СИ.

7.6. Контроль за состоянием УУГ включает контроль за периодичностью поверки СИ, работоспособностью и пригодностью СИ к эксплуатации, профилактические работы.

СИ, входящие в УУГ, должны проходить периодическую поверку и иметь оттиски поверительного клейма или записи в паспорте, или свидетельства о поверке.

7.7. Профилактические работы, обеспечивающие условия, необходимые для нормальной работы СИ и исключающие появления систематических погрешностей, проводятся владельцем УУГ в установленные в нормативной документации на СИ сроки и по мере необходимости. Проведение профилактических работ фиксируются в эксплуатационном журнале Потребителя.

В перечень профилактических работ входят такие операции, как:

- проверка и корректировка нуля и правильность установки диаграмм;

- проверка пригодности СИ к применению (при нарушении работоспособности);

- устранение внешних факторов, влияющих на погрешность СИ (перегрев, изменение напряжения питания, вибрация, и др.);

- очистка измерительного трубопровода, слив конденсата с отстоявшейся грязью и взвешенными частицами;

- очистка соединительных линий, фильтров, продувочных кранов и отверстий от загрязнения;

- заправка чернилами самопишущих СИ и т.п. - в соответствии с требованиями ДСМ на СИ.

7.8. После ремонта, поверки СИ и восстановления работоспособности УУГ Потребителя, ввод его в эксплуатацию осуществляется представителями Потребителя и Поставщика.

8. Организация учета газа и приемка в эксплуатацию бытовых газовых счетчиков

8.1. Взаимные обязательства между Поставщиком и Потребителем по расчетам за использованный газ, а также по соблюдению режимов поставки и использования газа определяются Договором, заключенным между ними.

8.2. Учет количества газа, продаваемого населению, производится по показаниям бытовых газовых счетчиков, при отсутствии газового счетчика у Потребителя - расчет за использованный газ производится на основании норм потребления природного газа населением на отопление, пищеприготовление и горячее водоснабжение.

Нормы потребления газа населением на одного человека и единицу (1 кв.м) отапливаемой площади, а также нормы потребления газа на содержание скота в личном подсобном хозяйстве, разрабатываются газоснабжающей организацией и утверждаются уполномоченным государственным органом (лицензиаром).

8.3. В строящихся жилых домах обязательна установка бытовых газовых счетчиков для учета расхода газа.

8.4. Приемка в эксплуатацию бытового газового счетчика осуществляется комиссией в составе представителей:

- газораспределительной организации (Поставщик);
- Потребителя;
- монтажной организации.

При этом проверяется:

- качество монтажа и его соответствие требованиям проектной документации и инструкции по установке бытовых газовых счетчиков, разработанной и утвержденной Поставщиком;
- соответствие диапазонов измерений прибора учета диапазонам измеряемого расхода газа;
- наличие установленных пломб, о чем составляется и подписывается комиссией акт приемки в эксплуатацию бытового газового счетчика и Договор между Поставщиком и Потребителем на установку и эксплуатацию газового счетчика в соответствии с приложением Д.

В акте необходимо указывать:

- тип газового счетчика и заводской номер;
- номер пломбы Поставщика;
- первичные показания газового счетчика;
- дата проведения поверки газового счетчика;
- газоиспользующее оборудование и его максимальный часовой расход газа.

8.5. Учет потребления газа по газовому счетчику Потребителем (абонентом) производится с момента подписания Акта и Договора.

8.6. Газовые счетчики, установленные населению Поставщиком, находятся на балансе Поставщика.

8.7. Газовый счетчик должен проходить периодическую поверку.

Ремонт и периодическая поверка бытовых газовых счетчиков проводится за счет Поставщика.

Если при осмотре газового счетчика обнаружено и доказано, что причиной ремонта является неправильная его эксплуатация Потребителем, то стоимость ремонта и поверки оплачивает Потребитель.

В спорных ситуациях газовый счетчик направляется на техническую экспертизу независимой организации в соответствии с приложением Б.3 "Правил поставки и пользования природным газом в Кыргызской Республике".

8.8. При снятии газового счетчика на периодическую поверку или ремонт (не по вине Потребителя), Поставщик устанавливает временный газовый счетчик на период его поверки или ремонта.

В случае отсутствия у Поставщика обменного фонда приборов учета газа, устанавливается перемычка на газопроводе и оплата за использованный газ ведется в соответствии с приложением Б.4 "Правил поставки и пользования природным газом в Кыргызской Республике".

8.9. В случае выявления несанкционированного вмешательства в работу газового счетчика или обнаружения хищения газа любыми методами, количество потребленного газа определяется по приложению Б.4 "Правил поставки и пользования природным газом в Кыргызской Республике".

9. Ответственность сторон

9.1. Ответственность за правильную и безопасную эксплуатацию приборов учета газа и их поверку возлагается на Потребителя.

Ответственность за своевременную периодическую поверку бытового газового счетчика, установленного населению, несет Поставщик.

9.2. Инженерно-технические работники и специалисты, занимающиеся учетом газа, проектированием, монтажом и эксплуатацией УУГ, а также преподаватели курсов, занятые подготовкой кадров для Поставщиков и Потребителей, должны перед допуском к работе пройти проверку знаний в объеме настоящих Правил и выполняемых работ.

Периодическая проверка знаний инженерно-технических работников проводится комиссией 1 раз в 3 года, с участием представителя Госэнергоинспекции.

Результаты проверки знаний оформляются протоколом с выдачей удостоверения.

9.3. Разногласия по техническим вопросам и ведению учета газа рассматриваются Госэнергоинспекцией, судебными органами в соответствии с требованиями законодательства Кыргызской Республики.

Приложение А (обязательное)

ПОРЯДОК

приемки в эксплуатацию законченного строительством (вновь вводимого или реконструированного) измерительного комплекса с сужающим устройством

А.1. Общие положения

А.1.1. Порядок приемки в эксплуатацию вновь вводимого или реконструированного измерительного комплекса (ИК) с сужающим устройством (СУ) определяет требования к приемке его в эксплуатацию. Требования распространяются на Поставщика и Потребителя газа.

А.1.2. Порядок приемки в эксплуатацию нового или реконструированного измерительного комплекса с сужающим устройством разработан в соответствии с требованиями Правил по метрологии ПР50.2.022, ГОСТ 8.586.1-ГОСТ 8.586.5.

А.2. Основные требования

А.2.1. При приемке в эксплуатацию ИК с СУ его владелец должен предъявить комиссии за пять дней до приемки следующие документы:

- а) рабочий проект на ИК, согласованный с Госэнергоинспекцией и главным инженером Поставщика;
- б) комплект технической документации на ИК в соответствии с разделом 5 ПР50.2.022, который включает:
 - паспорт ИК;
 - акт измерений внутреннего диаметра измерительного трубопровода

(ИТ);

- расчет СУ;
- паспорт СУ;
- акт установки СУ;
- чертеж (рабочий) СУ и камеры;
- паспорта применяемых средств измерений (СИ) и устройств по ручной и/или автоматической и/или полуавтоматической обработке результатов измерений;
- технические описания и/или инструкции по эксплуатации СИ, входящих в состав ИК;
- акт приемки законченных строительством газопроводов и газового оборудования приемочной комиссией;
- база данных, введенная в корректор.

А.2.2. Паспорт ИК включает:

- характеристику ИК, рекомендуемая форма А.3;
- схему ИК;
- перечень применяемых СИ рекомендуемая форма А.4;
- перечень условно-постоянных параметров;
- наименование нормативной документации и формулы, по которым определяют количество газа (при использовании автоматических вычислителей расхода газа раздел не включается).

На титульном листе паспорта рекомендуется указывать:

- наименование Поставщика;
- наименование ИК;
- дата ввода в эксплуатацию.

А.2.2.1. В характеристике ИК указывается:

- номера ИТ;
- диапазон измерения объемного расхода газа;
- перечень контролируемых параметров газового потока и диапазоны их измерений;
- диаметр отверстия СУ;
- диаметр ИТ;
- типы местных сопротивлений (МС);
- длины прямых участков.

А.2.2.2. На схеме ИК показывают ИТ, с указанием их номеров и четыре участка ИТ - между СУ и ближайшим перед ним МС (R1) перед СУ, между первым (R1) МС и вторым (R2) МС, между вторым (R2) МС и третьим (R3) МС, между СУ и ближайшим за ним МС с указанием их длин.

На схеме УУГ должны быть показаны места установки СИ температуры и давления и расстояния от них до СУ.

Расположения перечисленных узлов рекомендуется обозначать расстояниями от СУ и выражать в мм и долях диаметра ИТ. Размеры в долях диаметра ИТ указывают в скобках. На схеме указываются фактические размеры ИТ, измеренные представителями Поставщика и Потребителя.

А.2.2.3. В приложении к паспорту ИК должны быть приложены справочные материалы и дополнительные документы (акты проверок, протоколы, свидетельства о поверке) необходимые при эксплуатации ИК. А также указывают номера и даты протоколов, актов, паспортов, где зафиксированы результаты измерений и регламентируемые дополнительные погрешности (например: от несоблюдения норм на длины прямых участков, от смещения

осей отверстий СУ и трубопровода, от наличия уступов и т.д.).

А.2.3. Акт измерений внутреннего диаметра ИТ, содержит сведения о материале ИТ, температуру при которой проводилось измерение, результаты измерений диаметра ИТ и его значение, приведенное к 20 град. Цельсия, значение коэффициента линейного теплового расширения материала трубопровода, результаты определения шероховатости внутренней поверхности ИТ. Форма акта измерения внутреннего диаметра ИТ дана в приложении А ПР50.2.022.

Обследование внутренней поверхности измерительного трубопровода, определение его цилиндричности, измерение внутреннего диаметра трубопровода проводится в соответствии (с 6.4 ГОСТ 8.586.2).

А.2.4. Паспорт СУ оформляется по приложению Б ПР50.2.022.

А.2.5. Акт установки СУ оформляется по приложению В ПР50.2.022.

А.2.6. Расчеты СУ согласованные Поставщиком с Потребителем.

А.2.7. Паспорт на ИК должен быть подписан главным инженером предприятия Потребителя.

Схема ИК, паспорт на СУ, акт установки СУ, акт измерения внутреннего диаметра ИТ, база данных, введенная в корректор, должны быть подписаны ответственными представителями Поставщика и Потребителя.

А.3. Комиссия по приемки ИК проверяет:

А.3.1. Соответствие монтажа СИ, оборудования ИК, прямолинейных участков ИТ, соединительных линий требованиям проектной документации и ГОСТ 8.586.1, ГОСТ 8.586.2.

А.3.2. Длину прямых участков в соответствии с 6.2 ГОСТ 8.586.2.

При измерении длин прямых участков учесть, что протяженность местного сопротивления (МС) не входит в общую длину прямого участка.

А.3.3. Правильность определения типов местных сопротивлений в расчете на СУ.

А.3.4. Соответствие заводских номеров СИ, номерам, указанным в их паспортах или свидетельствах о поверке, наличие пломб и свидетельств о поверке.

А.3.5. Соответствие условий проведения измерений, паспортным данным СИ.

А.3.6. Соответствие диапазонов измерений применяемых СИ диапазонам изменения контролируемых параметров газа. Диапазоны возможных изменений контролируемых параметров устанавливаются при анализе результатов измерений за предшествующий год или в соответствии с планируемыми значениями. На основании этого определяют требуемые диапазоны измерений СИ и фиксируют их в паспорте ИК.

А.3.7. Проверка базы данных, внесенной в корректор.

Приемка в опытную эксплуатацию (вновь вводимых или реконструированных) ИК с СУ оформляется соответствующим актом согласно приложения А.6.

А.3.8. Проверка комплектности и правильности оформления, содержания документов на ИК, в соответствии с А.2.

А.4. Характеристика узла учета газа


```

-----
| |Измеряемые параметры газа| Един. | Условные | Измерительные | | |
| |измерения|обозначения| трубопроводы |
| | | |-----|
| | | | 1 | 2 | ... | N |
| |-----|-----|-----|-----|-----|
1 |Диапазон изменения |куб.м/ч |Q | | | |
| расхода газа, приведенный | | | | |
| к стандартным условиям | | | | |
|-----|-----|-----|-----|-----|
2 |Диапазон изменения |кгс/кв.м |-Р | | | |
| перепада давления | | | | |
|-----|-----|-----|-----|-----|
3 |Диапазон изменения |кгс/кв.см|Ри | | | |
| избыточного давления | | | | |
|-----|-----|-----|-----|-----|
4 |Диапазон изменения |кгс/кв.см|Рб | | | |
| барометрического давления | | | | |
|-----|-----|-----|-----|-----|
5 |Диапазон изменения |град. |t | | | |
| температуры газа |Цельсия | | | | |
|-----|-----|-----|-----|-----|
6 |Диапазон изменения |кгс/куб.м|р | | | |
| плотности газа при | | | | |
| стандартных условиях | | | | |
|-----|-----|-----|-----|-----|
7 |Диапазон изменения |% |N2 | | | |
| содержания | | | | |
|-----|-----|-----|-----|-----|
8 |Диапазон изменения |% |CO2 | | | |
| содержания | | | | |
|-----|-----|-----|-----|-----|
9 |Диаметр отверстия СУ |мм |d | | | |
|-----|-----|-----|-----|-----|
13|Внутренний диаметр |мм |D | | | |
| трубопровода | | | | |
|-----|-----|-----|-----|-----|
14|Относительный диаметр | |B | | | |
| отверстия диафрагмы | | | | |
|-----|-----|-----|-----|-----|
15|Тип местного |м |R1 | | | |
| сопротивления | | | | |
| Длина прямого участка | |I1 | | | |
|-----|-----|-----|-----|-----|
16|Тип местного |м |R2 | | | |
| сопротивления | | | | |
| Длина прямого участка | |I2 | | | |
|-----|-----|-----|-----|-----|
17|Тип местного |м |R3 | | | |
| сопротивления | | | | |

```

Длина прямого участка	I3				
18	Тип местного	м	R4		
сопротивления					
Длина прямого участка	I4				

А.5. Перечень СИ измерительного комплекса

N	Наименование СИ	Тип	Зав.	Предел	Класс	Место	Дата
п/п	номер	измерения	точности	установки	установки		
1	2	3	4	5	6	7	8

Приложение А.6 (обязательное)

АКТ

приемки в опытную эксплуатацию измерительного комплекса с СУ
от " " г.

(наименование, адрес установки ИК)

1. Состояние и условия эксплуатации СИ

(соответствует, не соответствует требованиям техн. документация)

2. Результаты проверки соблюдения требованиям ГОСТ 8.586.1, ГОСТ 8.586.2, ГОСТ 8.586.5

Наименование операции проверки	Нормативный документ	Соответствие
да	нет	
1. Правильность монтажа ИК, СИ		
- прямые участки ИТ		
- расстояние между СУ и		
термометром		
- установка преобразователей		
давления и перепада давления		
- соединительные линии		

3. Перечень СИ, результат пломбирования узлов

Наименование	Тип	Заводской N	Дата	Номер установленной пломбы
прибора	поверки			
1				

4. Наличие и комплектность технической документации _____

5. Соответствие диапазонов измерений применяемых СИ диапазонам изменения контролируемых параметров газа _____

6. Комиссией произведена проверка базы данных корректора _____

7. Соответствие заводских номеров СИ, номерам, указанным в их паспортах или свидетельствах о поверке _____

8. На УУГ разработан паспорт в соответствии с требованиями Правил ПР50.2.022 _____

9. Выводы:

На основании изложенного, комиссия допускает (не допускает) в опытную эксплуатацию узел учета газа с "___" _____ 200_ г.

10. При наличии нарушений указать сроки их устранения

Члены комиссии:

Представитель Госэнергоинспекции _____

Представители Поставщика _____

Представитель Потребителя _____

Приложение Б (обязательное)

ПОРЯДОК

приемки в эксплуатацию законченного строительством
(вновь вводимого или реконструированного) узла учета
газа с ротационным или турбинным газовым счетчиком

Б.1. Общие положения

Порядок приемки в эксплуатацию вновь вводимого или реконструированного узла учета газа с ротационным и/или турбинным газовым счетчиком определяет требования к его приемке в эксплуатацию. Требования, распространяются на Поставщика и Потребителя газа независимо от их ведомственной принадлежности и форм собственности.

Порядок приемки в эксплуатацию нового или реконструированного узла учета газа с ротационным и/или турбинным газовым счетчиком разработан в

соответствии с Правилами по метрологии ПР50.2.019.

Б.2. Основные требования

При приемке в эксплуатацию узла учета газа (УУГ) с ротационным и/или турбинным счетчиком, его владелец должен предъявить комиссии следующие документы:

Б.2.1. Проектную документацию УУГ, согласованную Госэнергоинспекцией и главным инженером Поставщика.

Б.2.2. Паспорт на УУГ, который включает:

- характеристику УУГ, рекомендуемая форма Б.4;
- схему УУГ;
- перечень применяемых СИ, рекомендуемая форма Б.5;
- перечень условно-постоянных параметров;
- наименование нормативной документации и формулы, по которым определяют количество газа (при использовании автоматических вычислителей расхода газа раздел не включается);

На титульном листе паспорта рекомендуется указывать:

- наименование Поставщика;
- наименование УУГ;
- дата ввода в эксплуатацию.

Б.2.2.1. В характеристике УУГ указывается:

- диапазон измерения объемного расхода газа;
- перечень контролируемых параметров газового потока и диапазоны их измерений;
- диаметр ИТ для турбинных газовых счетчиков;
- длины прямых участков для турбинных газовых счетчиков;

Б.2.2.2. На схеме УУГ показывают ИТ, прямые участки до и после турбинного газового счетчика с указанием их длин.

На схеме УУГ должны быть показаны места установки СИ температуры и давления и расстояния от них до газового счетчика.

Расположения перечисленных узлов рекомендуется обозначать расстояниями от газового счетчика и выражать в мм и долях диаметра ИТ. Размеры в долях диаметра ИТ указывают в скобках. На схеме указываются фактические размеры ИТ, измеренные представителями Поставщика и Потребителя.

Б.2.2.3. В приложении к паспорту ИК должны быть приложены справочные материалы и дополнительные документы (акты проверок, протоколы, свидетельства о поверке) необходимые при эксплуатации ИК. А также указывают номера и даты протоколов, актов, паспортов, где зафиксированы результаты измерений и регламентируемые дополнительные погрешности (например: от несоблюдения норм на длины прямых участков, от наличия уступов и т.д.).

Б.2.3. Акт измерений внутреннего диаметра ИТ, содержит сведения о материале ИТ, температуру при которой проводилось измерение, результаты измерений диаметра ИТ и его значение, приведенное к 20 град. Цельсия, значение коэффициента линейного теплового расширения материала трубопровода, результаты определения шероховатости внутренней поверхности ИТ. Форма акта измерения внутреннего диаметра ИТ дана в приложении А ПР50.2.019.

Обследование внутренней поверхности измерительного трубопровода,

определение его цилиндричности.

2.4. Паспорт на ИК должен быть подписан главным инженером предприятия Потребителя.

Схема ИК, акт измерения внутреннего диаметра ИТ, база данных, введенная в корректор, должны быть подписаны ответственными представителями Поставщика и Потребителя.

Б.3. Комиссия проверяет:

Б.3.1. Соответствие прямых участков ИТ, соединительных линий СИ, монтажа СИ и вспомогательного оборудования требованиям проектной документации и раздела 7 ПР50.2.019.

Б.3.2. Соответствие заводских номеров СИ, номерам указанным в их паспортах или свидетельствах о поверке, наличие пломб и свидетельств о поверке.

Б.3.3. Правильность выбора условно-постоянных параметров.

Б.3.4. Соответствие условий проведения измерений паспортным данным на СИ.

Б.3.5. Соответствие диапазонов измерений применяемых СИ диапазонам изменений контролируемых параметров.

Б.3.6. Базу данных, внесенную в корректор.

Б.3.7. Наличие технических описаний и/или руководств по эксплуатации СИ.

Б.3.8. Паспорт УУГ.

Б.3.9. Приемка в эксплуатацию вновь вводимых или реконструируемых УУГ, оформляется соответствующим актом приложения Б.6.

Б.4. Характеристика узла учета газа

```
-----
|| Измеряемые параметры газа | Един. | Условн. | Измерит. трубопров. |
|| | измерен. | обознач. | ----- |
|| | | 1 | 2 | ... | N | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
|1 | Диапазон изменения расхода | куб.м/ч | Q | | | | |
| | газа, приведенный к | | | | |
| | стандартным условиям | | | | |
|--|-----|-----|-----|-----|-----|
|2 | Диапазон изменения | кгс/кв.см | Ри | | | |
| | избыточного давления | | | | |
|--|-----|-----|-----|-----|-----|
|3 | Диапазон изменения | кгс/кв.см | Рб | | | |
| | барометрического давления | | | | |
|--|-----|-----|-----|-----|-----|
|4 | Диапазон изменения | град. | t | | | |
| | температуры газа | Цельсия | | | |
|--|-----|-----|-----|-----|-----|
|5 | Диапазон изменения | кгс/куб.м | ρ | | | |
| | плотности газа при | | | | |
| | стандартных условиях | | | | |
```

6	Диапазон изменения	%	N2	
	содержания			
7	Диапазон изменения	%	CO2	
	содержания			
8	Внутренний диаметр	мм	D	
	трубопровода			
9	Длина прямого участка (для	м	R1	
	турбинного или вихревого		I1	
	г/счетчика)			
10	Длина прямого участка (для	м	R2	
	турбинного или вихревого		I2	
	г/счетчика)			

Б.5. Перечень СИ измерительного комплекса

N	Наименование СИ	Тип	Зав. номер	Предел	Класс	Место установки
п/п	измерения	точности				
1						

Приложение Б.6 (обязательное)

АКТ

приемки в эксплуатацию узла учета газа с ротационным
или турбинным газовым счетчиком
от "___" _____ г.

(наименование, адрес установки УУГ)

1. Наличие и комплектность технической документации _____

(в полном объеме, не в полном объеме)

2. Состояние и условия эксплуатации СИ _____

(соответствует, не соответствует требованиям ДСМ)

3. Результаты проверки соблюдения требованиям ПР50.2.019

Наименование операции проверки	Нормативный документ	Соответствие

	да нет	

1. Правильность монтажа, СИ	
- прямые участки ИТ	
- расстояния между г/сч и термометром	
- расстояния между г/сч и манометром	

4. Перечень СИ, результат пломбирования узлов

Наименование, тип прибора	Заводской N	Дата поверки	Показание на момент допуска	Номер прибора установленной пломбы
1				
2				
3				

Выводы:

На основании изложенного, комиссия допускает (не допускает) в эксплуатацию узел учета газа с "___" _____ 200__ г.

(при наличии нарушений указать сроки их устранения)

Члены комиссии:

Представитель Госэнергоинспекции _____
 Представители Поставщика _____
 Представитель Потребителя _____

Приложение В (обязательное)

РАСЧЕТ

поправочного коэффициента к использованному объему газа

Наименование предприятия _____
на _____ месяц 200_ г.

Дни	Среднесуточное	Атмосферное	Средне-	Коэффициент	Поправочный
месяца	избыточное	давление	суточная	сжимаемости	коэффициент
	давление газа	температура			
	(По установ-		газа град.		
	ленному		Цельсия		
	манометру				
	в УУГ)				
	Р	Р_{атм.}	t	К_{сж.}	К
1					
-----	-----	-----	-----	-----	-----
2					
-----	-----	-----	-----	-----	-----
т.д.					

Подпись

Примечание:

1. Данное приложение применяется для Потребителя.
2. Поправочные коэффициенты должны определяться с точностью до 0,01.
3. При расчете поправочного коэффициента величины избыточного, атмосферного давления и давления при стандартных условиях должны быть в одних и тех же единицах измерения.

Объем использованного газа определяется по формуле (3)

ПР50.2.019-96

$Q = K V$, где (1)

K - поправочный коэффициент к использованному объему газа;

V - объем использованного газа в рабочих условиях, определенный по показаниям газового счетчика, куб.м/мес.

$R_{атм.} + P$

$K = K_{числ.} \cdot \frac{R_{атм.} + P}{(293,15 + t) K_{сж.}}$ (2)

(293,15 + t) K_{сж.}

где

R_{атм.} - среднесуточное атмосферное давление газа;

P - среднесуточное избыточное давление газа;

t - среднесуточная температура газа, град. Цельсия;

K_{сж.} - коэффициент сжимаемости, получаемый расчетным путем по измеренным значениям параметров состояния газа в соответствии с ГОСТ 30019.2. При избыточном давлении газа перед газовым счетчиком меньше 1 кгс/кв.см, коэффициент сжимаемости принимается равным 1;

K_{числ.} - числовой коэффициент, величина, которого зависит от применяемой единицы измерения давления газа.

$K_{\text{числ.}} = T_c / P_c$

где T_c и P_c - температура газа и давление газа при стандартных условиях.

$T_c = 293,15$, $P_c = 0,101325$ МПа (по ГОСТ 2939).

Числовой коэффициент, в зависимости от применяемой единицы измерения давления газа равен:

мм.рт.ст. - 0,3857;

мм.в.ст. - 0,0284;

Па - 0,0029;

кгс/кв.см - 283,6.

Приложение Г (обязательное)

ЖУРНАЛ

(оперативного) ежесуточного учета использованного
природного газа на _____ месяц 200_ г.

Наименование предприятия				

Дни месяца	Показание прибора учета	Расход газа	Наращение	Примечание
за сутки с начала				
с учетом месяца				
поправочного				
коэффициента				
----- -----				
тыс. куб.м тыс. куб.м				
----- ----- ----- -----				
1				
----- ----- ----- -----				
и т.д.				

Примечание:

1. Сведения ежедневно фиксируются в журнале.
2. Применяется для Потребителей и газораспределительной организации.
3. Журнал должен быть пронумерован, прошнурован и скреплен печатью.

Приложение Д (рекомендуемое)

ДОГОВОР N

на установку и эксплуатацию прибора учета газа
(газового счетчика) бытовому потребителю
от " __ " _____ 200_

Газовое хозяйство, именуемое ПОСТАВЩИК в лице, _____ с одной стороны
и абонент, _____ в дальнейшем именуемый ПОТРЕБИТЕЛЬ
проживающий _____

с другой стороны, заключили настоящий Договор на установку и эксплуатацию прибора учета газа.

Прибор учета газа, тип N _____ Изготовитель _____

Дата поверки _____ пломба N _____

Показание прибор учета газа _____

Прибор учета газа принят, на ответственную сохранность _____

1. Обязательства сторон:

1.1. ПОСТАВЩИК обязуется:

- установить прибор учета газа;
- производить периодическую поверку, ремонт и замену прибора учета газа в случае выхода его из строя.

1.2. ПОТРЕБИТЕЛЬ обязуется:

- обеспечить сохранность прибора учета газа и необходимые условия для правильной его эксплуатации;
- во всех случаях неисправности прибора учета газа известить об этом Поставщика в течение суток;
- обеспечить доступ к прибору учета газа представителей Поставщика в любое время.

2. Прочие условия:

2.1. Все взаимоотношения между Поставщиком и Потребителем основываются на Правилах поставки и пользования природным газом в Кыргызской Республике и Договоре на поставку природного газа бытовому потребителю.

2.2. При выходе из строя прибора учета газа не по вине бытового потребителя или случайного нарушения средств опломбирования и безотлагательном оповещении Поставщика об этом, расчет количества использованного газа ведется по среднесуточному потреблению газа за один из предыдущих месяцев (выбранных из условий аналогичного сезона и сохранения количества газоиспользующего оборудования). Расчетный период по среднесуточному потреблению газа не должен превышать одного месяца, в течение которого Поставщик обязан установить поверенный прибор учета газа.

2.3. В случае обнаружения Поставщиком, в ходе проверки самовольного подключения газа, неисправность прибора учета газа, нарушения опломбирования, хищения газа любыми методами, кроме фактов указанных в п.2.4, объем использованного газа определяется по проектной мощности газоиспользующего оборудования при его круглосуточной работе за период прошедший от последней проверки Поставщиком до дня обнаружения, но не более 30 дней.

2.4. В случае обнаружения хищения газа, которое визуально невозможно было обнаружить при периодических проверках (скрыто проложенного газопровода в стенах, перекрытиях, перегородках, подземная прокладка газопровода, самовольное подключение к подземному газопроводу; установлено приспособление, искажающее показания прибора учета газа; вмешательство в работу прибора учета газа и т.п.), Поставщик производит перерасчет количества использованного, но неучтенного газа по максималь-

ной проектной мощности всего газоиспользующего оборудования при его круглосуточной работе за период от 3 месяцев до одного календарного года.

2.5. В случаях, если бытовой потребитель, имеющий прибор учета газа, занимается предпринимательской деятельностью непосредственно в пределах жилого дома, квартиры, использует газ для этих нужд и не зарегистрирован у Поставщика как коммерческий Потребитель, объем газа, подлежащий оплате, рассчитывается по показаниям прибора учета газа и по утвержденному тарифу как для коммерческого Потребителя за период, прошедший от последней проверки персоналом Поставщика до дня регистрации у Поставщика в качестве коммерческого потребителя плюс 10% от начисленного объема газа по показаниям прибора учета газа.

Срок регистрации в качестве коммерческого потребителя не должен превышать трех дней со дня обнаружения, по истечении которого газоснабжение потребителю прекращается.

В случае отсутствия прибора учета газа расчет производится по максимальной проектной мощности всего газоиспользующего оборудования при его круглосуточной работе за период, прошедший от последней проверки персоналом Поставщика до дня регистрации у Поставщика в качестве коммерческого потребителя, но не более одного месяца.

2.6. В случае выхода из строя прибора учета газа по вине Потребителя все финансовые расходы по его ремонту, поверке, установке несет Потребитель.

ПОСТАВЩИК ПОТРЕБИТЕЛЬ

тел. тел.

Приложение Е
(информационное)

БИБЛИОГРАФИЯ

[1] ГОСТ 5542-87 Государственный стандарт СССР. Газы горючие природные для промышленного и коммунального назначения. Технические условия.

Ограничение срока действия отменено информационным указателем стандарта (ИУС) N 2-92.

[2] ГОСТ 2939-63 Государственный стандарт СССР. Газы. Условия для определения объема.

Ограничение срока действия отменено ИУС.

[3] ГОСТ 8.586.1-2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Принцип метода измерений и общие требования.

[4] ГОСТ 8.586.2-2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и коли-

чества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Диафрагмы. Технические требования.

[5] ГОСТ 8.586.5-2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Методика выполнения измерений.

[6] ГОСТ 8.143-75 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственный первичный эталон и общесоюзная поверочная схема для средств измерений объемного расхода газа в диапазоне

-0 2

$1 \cdot 10^{-1}$ / $1 \cdot 10$ куб.м/с.

Ограничение срока действия отменено ИУС N 6-79.

[7] ГОСТ 8.324-2002 Государственная система обеспечения единства измерений.

Счетчики газа. Методика поверки.

Взамен ГОСТ 8.324-78, ИУС N 9 - 2003 с 01.01.2004 г.

[8] Правила метрологии Государственная система обеспечения единства измерений.

Методика выполнения измерений при помощи турбинных и ротационных счетчиков.

Введен в действие приказом Кыргызстандарта от 15 декабря 2000 года N 89-СТ.

[9] Правила метрологии Государственная система обеспечения единства измерений.

Порядок осуществления Государственного метрологического контроля и надзора за применением и состоянием измерительных комплексов с сужающими устройствами.

Введен в действие приказом Кыргызстандарта от 13 февраля 2001 года N 13-СТ.

[10] ГОСТ 30319.0-96 Межгосударственный стандарт.

Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения.

Введен в действие Кыргызстандартом с 01.07.1997 года.

[11] ГОСТ 30319.1-96 Межгосударственный стандарт.

Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки.

Введен в действие Кыргызстандартом с 01.07.1997 года.

[12] ГОСТ 30319.2-96 Межгосударственный стандарт.

Газ природный. Методы расчета физических

свойств. Определение коэффициента сжимаемости.

Введен в действие Кыргызстандартом с 01.07.1997 года.

[13] ГОСТ 30319.3-96 Межгосударственный стандарт. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств по уравнению состояния.

Введен в действие Кыргызстандартом с 01.07.1997 года.

[14] ГОСТ 15528-86 Государственная система обеспечения единства измерений.

Средства измерений расхода, объема или массы протекающих жидкости и газа. Термины и определения.

Ограничение срока действия отменено ИУС N 1-92.

[15] Рекомендация Государственная система обеспечения единства измерений. стандартизации Метрология. Основные термины и определения. РМГ 29-99 ния.

Введен в действие приказом Кыргызстандарта от 13.02.01 года N 13-СТ.

[16] КМС 1.5-2005 Национальная система стандартизации Кыргызской Республики.

Общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию стандартов и технических условий.

Введен в действия приказом Кыргызстандарта от 30 декабря 1996 года N 27-СТ.

[17] Правила метрологии Государственная система обеспечения единства измерений Кыргызской Республики.

Номенклатурные перечни эталонов и рабочих средств измерений, подлежащих поверке, и ее периодичность.

Введены в действие приказом Кыргызстандарта от 13 августа 2004 года N 16-СТ.

[18] ГОСТ Р 50818-95 Государственная система обеспечения единства измерений.

Счетчики газа объемные диафрагменные. Общие технические требования и методы испытания.

Введен в действие приказом Кыргызстандарта от 25 октября 2000 года № 75-СТ.

[19] СНиП КР42-01-01 Строительные нормы и правила Кыргызской (СНиП 2.04.08-87*) Республики.

Проектирование систем газоснабжения.

Введен в действие приказом Государственной комиссии при Правительстве Кыргызской Республики от 16 апреля 2001 года № 62.

Правила безопасности в газовом хозяйстве,
утвержденные Госпроматомнадзором СССР от
26 декабря 1990 года. Введены в действие
Госгортехнадзором Кыргызской Республики 19
марта 1993 года.